

UNIVERSIDAD NACIONAL DE PIURA
FACULTAD DE INGENIERÍA DE MINAS
ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA DE
PETRÓLEO



**“METODOLOGÍAS PARA LA ESTIMACIÓN DEL
FACTOR DE RECOBRO DE HIDROCARBUROS
EN YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES DE
SHALE OIL Y SHALE GAS”**

TESIS

PARA OPTAR AL GRADO INGENIERO DE PETRÓLEO

**ELABORADOR POR
IVANA GERALDINE COTRINA MIJAHUANCA**

**ASESOR
MSc.WILMER AREVALO NIMA**

PIURA-PERÚ

2014

UNIVERSIDAD NACIONAL DE PIURA
FACULTAD DE INGENIERIA DE MINAS
ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERIA DEL PETROLEO



**“METODOLOGIA PARA LA ESTIMACION DEL FACTOR DE
RECOBRO DE HIDROCARBUROS EN YACIMIENTOS NO
CONVENALES DE SHALE OIL SHALE GAS”**

M.Sc. Ing. WILMER AREVALO NIMA

ASESOR

Bach. COTRINA MIJAHUANCA IVANA GERALDINE

PIURA - PERU

UNIVERSIDAD NACIONAL DE PIURA
FACULTAD DE INGENIERIA DE MINAS
ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERIA DEL PETROLEO



TESIS

**“METODOLOGIA PARA LA ESTIMACION DEL FACTOR DE
RECObRO DE HIDROCARBUROS EN YACIMIENTOS NO
CONVENALES DE SHALE OIL SHALE GAS”**

Bach. COTRINA MIJAHUANCA IVANA GERALDINE

APROBRADO POR:



M.Sc. Ing. JUAN CARLOS TANTARUNA OCSAS

PRESIDENTE



Ing. CARLOS RAMIREZ CASTAÑEDA

SECRETARIO



Ing. GREGORIO MECHATO QUINTANA

VOCAL

PIURA - PERU

**A MIS PADRES Y HERMANO Y A TODOS LOS QUE ME
APOYARON ESPECIALMENTE AL Msc. PEDRO ZEGARRA**

CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I	2
PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	2
1.1 Problemática.....	2
1.2 Formulación del Problema	5
1.3 Justificación.....	5
1.4 Objetivos	5
1.4.1 Objetivo General.....	5
1.4.2 Objetivos Específicos	6
1.5 Importancia	6
1.6 Limitaciones.....	6
CAPITULO II	7
MARCO TEÓRICO	7
2.1 Antecedentes	7
2.2 Bases Teóricas Generales.....	9
2.2.1 Yacimientos Convencionales	9
2.2.1.1 Roca Madre	9
2.2.1.2 Ruta de migración	10
2.2.1.3 Roca reservorio.....	10
2.2.1.4 Trampa.....	10

2.2.1.5 Sello.....	10
2.2.2 Yacimientos No Convencionales.....	11
2.2.2.1 Crudo Pesado y extra pesado.....	13
2.2.2.2 Arenas Bituminosas.....	15
2.2.2.3 Oil Shale	16
2.2.2.4 Hidratos de Gas	17
2.2.2.5 Metano en Capas de Carbón.....	19
2.2.3 Shale gas y shale oil.....	22
2.2.4 Características de los Reservorios No convencionales de Shale Gas y Shale Oil.....	23
2.2.4.4 Tipo de Kerógeno.....	29
2.2.4.5 Madurez Térmica	31
2.2.4.6 Reflectancia de la Vitrinita.....	33
2.2.4.7 Pirolisis.....	34
2.2.4.8 Mineralogía	37
2.2.4.9 Litología	38
2.2.4.10 Porosidad.....	38
2.2.4.11 Permeabilidad.....	40
2.2.4.12 Saturación de agua	41
2.2.4.14 Presión de Poro	45
2.2.4.15 Área Prospectable	45
2.2.4.16 Profundidad	46

2.2.4.17	Espesor económico.....	46
2.2.4.18	Fragilidad	46
2.2.4.19	Dureza.....	47
2.2.4.20	Geomecánica.....	47
2.3	Cuencas de Shale gas en EUA	49
2.3.1	La formación de Shale de Barnett	51
2.3.1.1	Escenario geológico	52
2.3.2	La Formación de Shale de Marcellus	54
2.3.3	La formación de Shale de Fayetteville	56
2.3.4	La formación de Shale de Haynesville	57
2.3.5	La formación de Shale de Woodford.....	58
2.3.6	La formación de Shale de Antrim.....	59
2.3.7	La formación de Shale de New Albany.....	60
2.3.8	Shale gas en el resto del mundo.....	62
2.4	Hipótesis.....	63
2.4.1	Hipótesis Principal.....	63
2.4.2	Hipótesis Secundarias.....	63
2.5	Variables y Operacionalización	63
2.5.1	Variables	63
2.5.2	Operacionalidad.....	63

CAPÍTULO III.....	64
METODOLOGÍA	64
3.1 Caracterización estática de yacimientos no convencionales de shale gas y shale oil.....	68
3.2 Evaluación Petrofísica de los yacimientos no convencionales para shale gas y shale oil.....	69
3.2.1 Muestras de Rocas	69
3.2.1.2 Testigos laterales	71
3.2.1.3 Recortes de roca (cutting).....	72
3.2.2 Perfilaje.....	73
3.2.2.1 Perfil de Gamma Ray	74
3.2.2.2 Perfiles de inducción y sónico.....	74
3.2.2.3 Perfiles de densidad y resonancia.....	74
3.2.2.4 Perfil mineralógico	76
3.2.2.5 Perfil de imagen.....	77
3.2.2.6 Interpretación de perfiles.....	78
3.2.3 Microsismica	79
3.2.4 Volumen de reservorio estimulado: SRV	83
3.2.5 Sweet Spot	83
3.3 Metodologías de Cálculo de Volumen In Situ	84
3.3.1 Método Convencional.....	84
3.3.2 Método del S1	85

3.3.3	Método de balance de Masa Ecuación Schmoker	85
3.3.4	Estimation Gas In-Place in shale	86
3.4	Evaluación de Metodologías de Cálculo de Reservas en Yacimientos de Shale Gas y Shale Oil	92
3.4.1	Curvas de Declinación y EUR.....	93
3.5	Evaluación de Metodologías de Cálculo de Factor de Recobro	98
3.5.1	Factor de recobro de fuentes bibliográficas.....	98
3.5.1	Método de Balance de Materia	99
3.5.2	Método de Curva de declinación	101
3.6	Métodos de Completación y Estimulación para Shale gas y shale oil	102
3.6.1	Pozos Horizontales	102
3.6.2	Fracturamiento Hidráulico.....	104
3.6.2.1	Selección del punto de fracturamiento	104
3.6.2.2	Espaciamiento de fractura, Orientación y espaciamento de pozos ...	105
3.6.2.3	Selección de los métodos y materiales	107
3.6.2.4	Influencia de discontinuidades geológicas en Fracturamiento	108
3.7	Efectos Medioambientales en la explotación de Yacimientos No Convencionales.....	109
3.7.1	Disponibilidad de agua	109

ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS DE LA INVESTIGACIÓN	111
4.1 Evaluación de Shale Gas: Caso Colombia.....	111
4.1.1 Formación La Luna	112
4.1.2 Calculo de Volumen In Situ	115
4.1.2.1 Resultados	118
4.2 Evaluación de Shale Gas/Oil: Caso Argentina.....	120
4.2.1 Calculo de Volumen In Situ	125
CONCLUSIONES	127
RECOMENDACIONES.....	130
BIBLIOGRAFÍA	131

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1: Demanda de la energía.....	2
Figura 2: Pronóstico de Producción de petróleo.....	2
Figura 3: Recursos de Gas no Convencional.....	3
Figura 4: Recursos de Petróleo No Convencionales.....	3
Figura 5: Produccion de Tight oil y shale gas en EE.UU.	4
Figura 6: Produccion de Tight oil y shale gas en EE.UU.	4
Figura 7: Recursos de lutita en sudamerica.....	4
Figura 8: Factores Basicos para la Acumulacion de Hidrocarburos.....	9
Figura 9: Piramide de los Recursos.....	11
Figura 10: Reservorios e hidrocarburos no convencionales.....	12
Figura 11: Clasificacion de Recursos de Petroleo y Gas No Convencional.....	13
Figura 12: Clasificacion de Recursos.....	13
Figura 13: Definicion de crudo pesado.....	14
Figura 14: Viscosidad del Petroleo pesado.....	14
Figura 15: Seccion estructural de La Faja del Orinoco.....	14
Figura 16: Registro tipico de crudo pesado en la Cuenca Mara��n (metros).....	15
Figura 17: Mineria Superficial para extraer Arena Bituminosa.....	16
Figura 18: Muestra de Oil Shale.....	17
Figura 19: Muestra de Hidrato de gas.....	18
Figura 20: Capacidad de almacenamiento.....	20
Figura 21: Generacion del Metano.....	20
Figura 22: Adsorsion y desorc��n del gas en capas de carbón.....	21
Figura 23: Inyeccion de agua producida.....	21
Figura 24: Características de los Reservorios No Convencionales.....	22
Figura 25: Yacimientos de Shale gas y shale oil.....	23
Figura 26: Edades de las principales Shale gas y shale oil.....	24
Figura 27: Registro Tipico de Shale gas.....	24
Figura 28: Ambiente de sedimentación marino.....	28
Figura 29: Contenido de TOC y Calidad del kerogeno.....	29
Figura 30: Clasificacion del kerogeno.....	29
Figura 31: Clasificacion del kerogeno y su maduración.....	31
Figura 32: Madurez Termal y capacidad de almacenamiento de gas.....	32
Figura 33: Etapas de Madurez térmica del kerogeno.....	33
Figura 34: cambio de color debido a Reflectancia de la vitrinita.....	33
Figura 35: Plays de shale y la reflectancia de la vitrinita.....	34
Figura 36: Esquema de Pirolisis.....	35
Figura 37: Valores obtenidos de la Prueba de Pirolisis.....	35
Figura 36: Valores obtenidos de la Prueba de Pirolisis.....	37

Figura 39: Facies y Cambio de Facies	38
Figura 40: Porosidad en shale plays	38
Figura 41: Fluidos y porosidades presentes en un shale	40
Figura 42: Retorta obtenida en muestras de shale oil	42
Figura 43: Ejemplo de imagen obtenida a partir del SEM.....	43
Figura 44: cortes delgados	44
Figura 45: Muestras de coronas con fracturas	44
Figura 46: Rangos de Presion y Temperatura de yacimientos de shale	45
Figura 47: Mapas de EUA donde se muestran las diferentes formaciones de shale	50
Figura 48: Columna estratigráfica de la Cuenca Fort-Worth.....	52
Figura 49: Seccion transversal de este a oeste	53
Figura 50: Seccion transversal de norte a sur	53
Figura 51: Densidad de pozos en Barnett	53
Figura 52: Area de Marcellus	54
Figura 53: Cuenca de Arkoma, Shale de Fayetteville	56
Figura 51: Estratigrafia de la Shale Fayetteville.....	56
Figura 55: Cuenca de Salt, Shale de Haynesville	57
Figura 56: Estratigrafia de la Shale Haynesville	58
Figura 57: Cuenca de Anadarko, Shale de Woodford	58
Figura 58: Estratigrafia de la Shale Woodford	59
Figura 59: Cuenca de Michigan, Shale de Antrim.....	60
Figura 60: Estratigrafia de la Shale Antrim	60
Figura 61: Cuenca de Illinois, Shale de New Albany	61
Figura 62: Estratigrafia de la Shale New Albany	61
Figura 63: Mapa de las 48 mayores cuencas de shale en 32 paises	62
Figura 64: Esquema para la caracterización de yacimientos de shale gas	65
Figura 65: Contenido TOC.....	66
Figura 66: Ro max y Contenido TOC.....	67
Figura 67: Extension areal de los plays de shale gas en EE.UU.....	67
Figura 68: Diagrama de flujo generalizado para la caracterización del reservorio	68
Figura 69: Coronas de las formaciones haynesville e Eagle Ford	69
Figura 70: Izquierda: trozo de un pie de largo de una corona. Derecha: Canisters para la medición de gas adsorbido	71
Figura 71: Registros Convencionales y Especiales tomados en las formaciones shale	73
Figura 72: Registros para la evaluación de shale gas	73
Figura 73: Comparación entre porosidades totales en una formación shale	75
Figura 74: Fracturas en la formación shale Woodford	77
Figura 75: Fracturas en la formación shale Woodford	78
Figura 76: Determinacion de litofacies e interpretación de Registros	79
Figura 77: Ejemplo de Velocidades de la formacion.....	80

Figura 78: Esquema en planta de ubicación no simétrica de pozos y geófonos	81
Figura 79: Esquema de detección de eventos de perfil.....	81
Figura 80: Esquema de sistemas de fracturas.....	83
Figura 81: Modelo conceptual petrofísico de un shale y sus componentes volumétricos	87
Figura 82: Isoterma de adsorción de Langmuir	88
Figura 83: Nuevo Modelo conceptual petrofísico	90
Figura 84: Comparación de la antigua y nueva metodología para predecir gas in- place	90
Figura 85: Perfil de Producción de Shale gas en EE.UU.....	93
Figura 86: Representación de las curvas de Arps	94
Figura 87: Representación de la curva hiperbólica modificada	96
Figura 88: Representación de la curva hiperbólica modificada	97
Figura 89: Diferentes modelos de curvas de declinación en shale gas.....	97
Figura 90: Regímenes de flujo en un pozo horizontal fracturado.....	98
Figura 91: Factor de recobro de la formación Bakken.	98
Figura 92: Factor de recobro de la formación Barnett e Eagle Ford	99
Figura 93: Gráfico GOR VS. Petróleo Acumulado de Bakken	100
Figura 94: Gráfico de sensibilidad de diferentes parámetros, ejemplo de bakken shale	100
Figura 95: Simulación Montecarlo, ejemplo Bakken shale.	101
Figura 96: Ejemplo de estimación de factor de recobro con curvas de declinación de la formación Baken.....	101
Figura 97: Ejemplo de estimación de factor de recobro en Baken Shale.....	102
Figura 98: Pozo horizontal y vertical en una formación Shale.	102
Figura 99: Profundidades de formaciones Shale y de acuíferos en EE.UU.....	104
Figura 100: Modelamiento de Fracturamiento en formación Shale.	106
Figura 101: Agua necesaria para perforar y fracturar pozos en shales de EUA.	109
Figura 102: Mapa de precipitaciones de lluvia en shales de EUA.....	109
Figura 103: Sección estratigráfica del VMM, Catatumbo y Llanos	111
Figura 104: Potencial de Shale Gas y shale oil en Colombia.....	112
Figura 105: Características de las principales Cuencas sedimentarias de Colombia	112
Figura 107: Reflectancia de la vitrinita vs. Profundidad, cuenca de Catatumbo-Colombia	113
Figura 108: Algunas propiedades geológicas de la formación La Luna.....	114
Figura 109: Mapa de Madurez de la Formación La Luna en la Cuenca Catatumbo.....	114
Figura 110: Evaluación Petrofísica de la formación La Luna, Pozo Cerro Cordo-1.	115
Figura 110: Rango de Porosidad	116
Figura 111: Factor de volumen de formación del gas	116
Figura 112: Prueba de Sorción	117
Figura 113: Densidad de la roca.....	118
Figura 114: Densidad de la roca.....	118
Figura 115: columna estratigráfica de la cuenca Neuquina	120
Figura 116: Ubicación de la Cuenca Neuquina	121

Figura 117: Seccion de Vaca Muerta	123
Figura 118: Areas de Vaca Muerta.....	123
Figura 119: Areas de interés de Vaca Muerta.....	124
Figura 120: OOIP de las doce regiones	126
Figura 121: TRR de las doce regiones.....	127

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: Clasificación de los yacimientos de lutita	27
Tabla 2: Principales características de los shales más activos en EUA	50
Tabla 3: Datos críticos para evaluar un play de Shale	66
Tabla 4: Datos usados para el cálculo.....	118
Tabla 5: Resultados del Cálculo	119
Tabla 6: Resultados del Cálculo	119
Tabla 7: Estimación de Volumen in situ.....	119

INTRODUCCIÓN

No hay duda del creciente consumo de energía en el mundo y de la declinación en la producción petrolera global, es por eso que desde hace décadas se evaluaban soluciones. Incentivando la búsqueda de alternativas energéticas (recursos renovables) y la incorporación de reservas de hidrocarburos a través de recursos no convencionales

A nivel mundial se cuenta con una gran cantidad de recursos potenciales de hidrocarburos no convencionales, sin embargo dichos recursos se hallaban en la situación de insuficiencia tecnológica para su explotación, pero la razón principal razón de que no se utilizaran era la imposibilidad de explotar de manera comercial dichos recursos. Hoy día estos recursos se encuentran en una etapa de transición en la que se están volviendo parte de las futuras reservas de hidrocarburos.

Los avances en nuevas técnicas de exploración, perforación, fracturamiento hidráulico y la perforación horizontal, están permitiendo un mejor acceso a los recursos de gas no convencional a precios competitivos, lo que está teniendo un gran impacto en los mercados globales del gas. Actualmente, la mayor parte de la producción de gas no convencional está localizada en los Estados Unidos y Canadá, mientras que estos recursos permanecen casi sin explotar en el resto del mundo.

En países como Brasil, Colombia, Uruguay, el potencial de gas no convencional aún está en la etapa inicial de su fase exploratoria y en países como Argentina ya se encuentran en explotación.

En este sentido, uno de los aspectos más inciertos para el desarrollo estos recursos trata sobre la capacidad para estimar con precisión tanto la recuperabilidad de dichos recursos. En el presente trabajo de tesis se plantean metodologías analíticas capaces de estimar los volúmenes in situ, reservas probadas y factores de recobro.

CAPÍTULO I

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

1.1 Problemática

Durante la última década la industria del petróleo ha visto la necesidad de explorar y explotar los recursos no convencionales, y a que el número de descubrimientos de reservorios convencionales ha declinado en las últimas décadas, debido a la creciente demanda de hidrocarburos. En la figura 1 se observa el pronóstico de la demanda de energía sobretodo de gas y el petróleo hasta el año 2035.

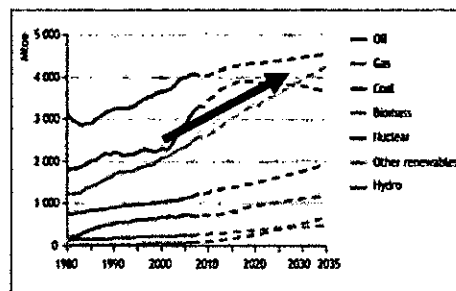


Figura 1: Demanda de la energía
Fuente: EIA, 2013

Los reservorios no convencionales se proyectan a ser la fuente de suministro en el futuro cercano, es por eso que en países con estos recursos es creciente la importancia en desarrollar nuevas tecnologías de evaluación y producción que permiten obtener un mayor recobro de forma económica y ambientalmente amigable. En la figura 2 se muestra un pronóstico al 2030 de producción de hidrocarburos, se observa que la producción de petróleo crudo convencional declina aceleradamente mientras que la producción de recursos no convencionales se incrementa gradualmente.

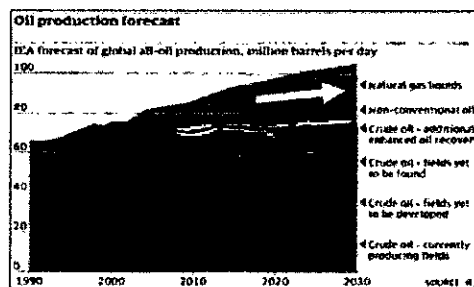


Figura 2: Pronóstico de Producción de petróleo
Fuente: EIA, 2013

En la figura 3 se muestra los principales campos alrededor del mundo con recursos de gas no convencional. Según la figura el volumen in situ de los recursos de gas no convencional se encuentra en el orden de 44,300 TCF. Actualmente estos recursos se vienen explotando gracias al desarrollo de múltiples fracturamientos a lo largo de la sección horizontal en pozos de shale gas (reservorios con permeabilidades extremadamente bajas). En la figura 4 se muestra que el volumen in situ de los recursos de petróleo no convencional se encuentra en el orden de 2 a 3 Trillones de Barriles.

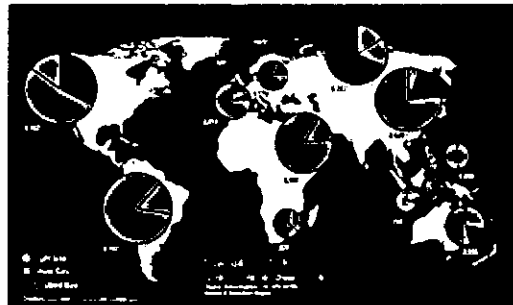


Figura 3: Recursos de Gas no Convencional.
Fuente: Baker Hughes, EIA, SPE 68755; Usman Ahmed, 2013

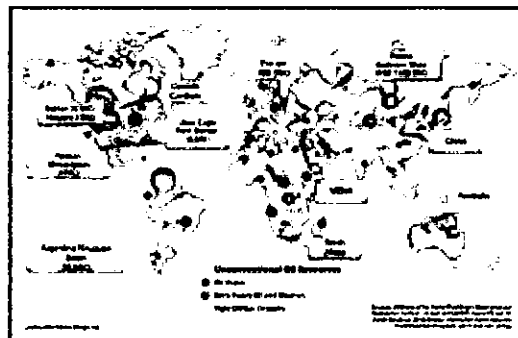


Figura 4: Recursos de Petróleo No Convencionales.
Fuente: Baker Hughes, EIA, SPE 68755; Usman Ahmed, 2013

Actualmente estos recursos se vienen explotando gracias al desarrollo de múltiples fracturamientos a lo largo de la sección horizontal en pozos de shale oil y tight oil (reservorios con permeabilidades extremadamente bajas), en la figura también se muestran países con recursos de oil shale y petróleo extra pesado. La experiencia en los EE.UU. muestra el rápido incremento en la producción de gas natural y petróleo de reservorios de shale gas y shale oil respectivamente. En la figura 5 se muestra la producción de cada de las principales formaciones de este tipo de plays a febrero del 2014. Se pronostica que la producción en EE.UU. para el 2040

alcanzara la mitad de la producción total. En la figura 6 se observa que el mayor aporte vendría de los recursos de shale gas y tight gas.

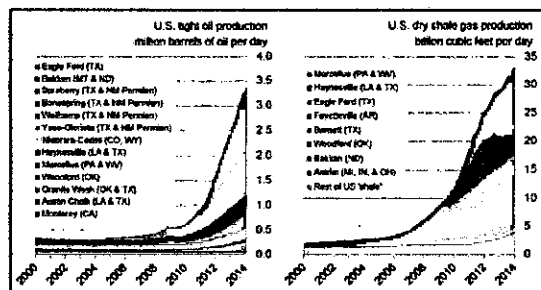


Figura 5: Producción de Tight oil y shale gas en EE.UU.
Fuente: EIA, 2014.

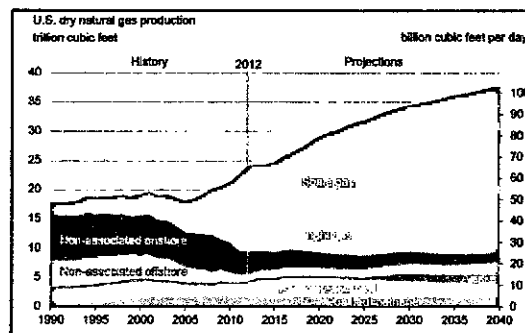


Figura 6: Producción de Tight oil y shale gas en EE.UU.
Fuente: EIA, 2014

En Latinoamérica muchos países cuentan con recursos de hidrocarburos en rutitas, como Argentina, Brasil, Venezuela y Colombia. Donde en algunos ya se están explotando es el caso de argentina en la cuenca neuquen. En Perú la cuenca Ucayali y la cuenca Talara podrían contener estos recursos (Figura 7).

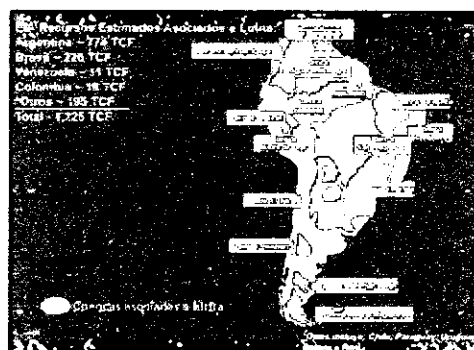


Figura 7: Recursos de lutita en Sudamérica
Fuente: Schlumberger, EIA, 2013

Las técnicas de evaluación y la tecnología de producción se limitaban a los reservorios convencionales de petróleo y gas. Grandes reservas de yacimientos no convencionales como petróleo extra pesado y gas en lutitas no se explotaban a gran escala debido a la falta de métodos de producción que permitieran obtener rentabilidad. Por ejemplo los métodos de recuperación secundaria y mejorada que permiten obtener un mayor recobro en los reservorios convencionales, solo se limitaban a los reservorios de petróleo ligero o de baja viscosidad.

1.2 Formulación del Problema

¿Que metodologías se aplican para el cálculo de Volumen In Situ, métodos de producción, estimación de reservas y factor de recobro en yacimientos no convencionales?

1.3 Justificación

En la actualidad contamos con grandes avances tecnológicos en la perforación de pozos y modelamiento de reservorios que ha permitido el éxito en la explotación y desarrollo de los campos de reservorios no convencionales alrededor del mundo reduciendo así los grandes desafíos que estos reservorios conllevan. En el Perú se cuenta con información de cuencas con potencial de recursos no convencionales, es el caso de la Cuenca Ucayali. El análisis de las técnicas y metodologías de evaluación de estos campos alrededor del mundo permitirá establecer metodologías para el cálculo de volumen in situ, métodos de producción, estimación de reservas y factores de recobro a ser aplicadas en las cuencas petrolíferas de Perú.

1.4 Objetivos

1.4.1 Objetivo General

Analizar las técnicas de caracterización y evaluación aplicadas a los reservorios no convencionales alrededor del mundo que permitan establecer metodologías para el cálculo de volumen in situ, métodos de producción y estimación de reservas y factores de recobro de los reservorios no convencionales de shale gas y/o petróleo.

1.4.2 Objetivos Específicos

- Determinar las características geológicas, petrofísicas y productivas de los reservorios no convencionales.
- Definir los métodos de caracterización de los plays no convencionales desarrollados a lo largo de los años.
- Presentar ejemplos representativos de la evaluación y estimación de volúmenes in situ, estimación de reservas y factor de recobro de los reservorios no convencionales.

1.5 Importancia

La incorporación de reservas a partir de recursos no convencionales es una apremiante necesidad actual. Hoy en día el shale gas se está posicionando como uno de los más importantes recursos no convencionales. Por tal motivo es de vital importancia dar a conocer lo que son los “yacimientos no convencionales”, y analizar su explotación y potenciales a nivel mundial que permitirán determinar metodologías para estimar volúmenes in situ, calcular reservas y estimar el factor de recobro.

1.6 Limitaciones

Los yacimientos no convencionales son complejos, presentan baja permeabilidad de matriz que resulta en altas tasas de declinación de la producción inicial y pequeñas áreas de drenaje por pozo o son difíciles de extraer debido a su alta viscosidad lo cual dificulta el aprovechamiento de los recursos. La viabilidad económica de los hidrocarburos no convencionales depende de los avances en la tecnología y mayor eficiencia operacionales en la interpretación sísmica, perforación, caracterización y terminación.

CAPITULO II

MARCO TEÓRICO

2.1 Antecedentes

- **Dong Z, et al.** RESOURCE EVALUATION FOR SHALE GAS RESERVOIRS, SPE, 2013. En este trabajo se desarrollan metodologías y herramientas para la estimación de los valores de gas original in situ, reservas recuperables y factor de recobro, y la viabilidad económica en reservorios de shale gas.
- **Codeseira Luciano**, “ANÁLISIS ESPACIAL DEL DESARROLLO DEL SHALE GAS DE VACA MUERTA”, 2013, el trabajo de tesis describe el análisis espacial de las 12 regiones en las que fue dividida Vaca Muerta presentando un Modelo Integral de Desarrollo de Vaca Muerta que consiste en la articulación de cuatro módulos: Geológico, Desarrollo, Inversión y Balance Económico.
- **Alvarado Ingrid** “EVALUACIÓN DEL POTENCIAL GASÍFERO EN LUTITAS (GAS SHALE) DEL PALEOZOICO EN LA CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES”, 2013, el trabajo de tesis describe las características, geológicas, geofísicas y geoquímicas del Paleozoico al sur de la Cuenca de los Llanos, se analizaron los ambientes de depositación, y se identificó la distribución y clasificación de la reflectancia de vitrinita (Ro) y el Contenido de Carbón Orgánico Total (TOC), esta información permitió desarrollar un modelo de la historia termal y de enterramiento, evaluando las condiciones de generación de gas o aceite en los shales del Paleozoico.
- **Delgado y Luna**, “POTENCIAL HIDROCARBURÍFERO DE LAS FORMACIONES DEL GRUPO CALCÁREO BASAL EN EL MUNICIPIO DE VILLANUEVA, DEPARTAMENTO DE SANTANDER, COLOMBIA”, 2012, el presente estudio da a conocer el potencial hidrocarburiífero de las formaciones del grupo calcáreo basal (Formaciones Rosablanca, Paja y Tablazo), para yacimientos tipo Shale gas, a partir de análisis geoquímicos

tales como Carbono Orgánico Total (%TOC), Pirolisis Rock Eval y Reflectancia de Vitrinita (Ro).

- **Baron y Rincon**, "EVALUACIÓN DEL POTENCIAL DE LA FUENTE DE GAS NO CONVENCIONAL SHALE GAS PARA EL SUMINISTRO DE GAS NATURAL EN COLOMBIA", 2011, presentan un análisis de los estudios del potencial de gas no convencional en Colombia realizados por diferentes entidades, y presentan un cálculo volumétrico del volumen In Situ de los Reservorios de Shale Gas en Colombia además presentan estrategias para aumentar el mercado de gas natural en Colombia.
- **Curso y Mariano**, VALOR DE LA INFORMACIÓN EN RESERVORIOS NO CONVENCIONALES, SPE, 2011, en su trabajo de investigación describen y evalúan las diferentes fuentes de información, estudios y herramientas disponibles para la definición de variables críticas en la caracterización de un reservorio de shale.
- **Clark Aaron J. et al.** DETERMINATION OF RECOVERY FACTOR IN THE BAKKEN FORMATION MOUNTAIN COUNTY ND, SPE, 2009. En este trabajo se presentan tres métodos de estimación del factor de recobro. El primero se basó en la revisión de la literatura y en la evaluación de los factores de recobro históricos usados por las compañías operadoras de la zona, el segundo método se basó en el Balance de Materiales, y el tercero se basó en el análisis de las curvas de declinación.

2.2 Bases Teóricas Generales

2.2.1 Yacimientos Convencionales

Un sistema petrolífero comprende una roca fuente activa y todas las acumulaciones de petróleo y gas relacionadas a ella genéticamente. Incluye todos los elementos geológicos y los procesos esenciales para la existencia de acumulaciones de petróleo y gas. Los yacimientos convencionales son aquellos que necesitan de diferentes factores tanto estructurales como estratigráficos para que exista una acumulación comercial de hidrocarburos líquidos o de gas. Existen cinco factores críticos para que se pueda alcanzar una acumulación de hidrocarburos en un yacimiento convencional que se pueden diferenciar en la figura 8, estos son: roca madre o generadora, ruta de migración, roca reservorio o almacenadora, trampa para la acumulación y roca sello. También existen otros factores de riesgo como la posibilidad de recuperar el hidrocarburo, la calidad del hidrocarburo, las dimensiones de la acumulación y las condiciones del mercado.

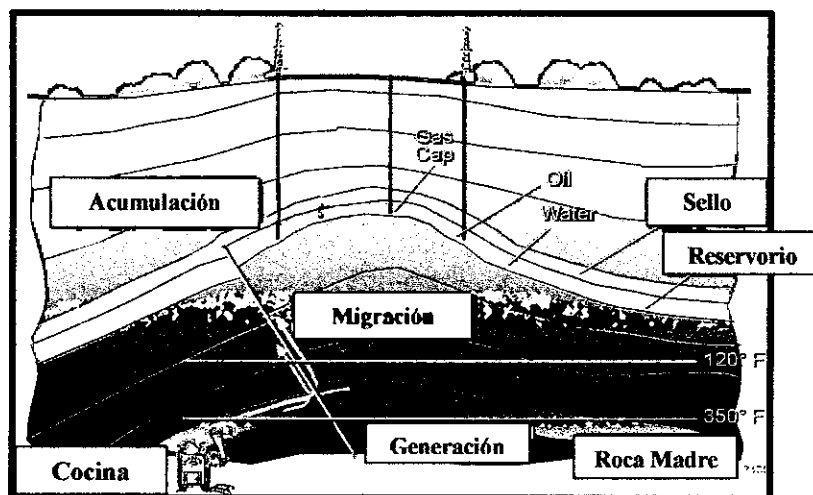


Figura 8: Factores Básicos para la Acumulación de Hidrocarburos
Fuente: Dan Boyd, Oklahoma University, 2013

2.2.1.1 Roca Madre

Son aquellas rocas en las que una suficiente cantidad de materia orgánica ha sido acumulada, preservada y madurada termalmente. Usualmente son rocas de grano fino tipo lutitas, rocas calcáreas, margas y carbón, debido a que las partículas orgánicas son de tamaño fino, en ambientes tranquilos de sedimentación para que ésta

se preserve adecuadamente. Las rocas generadoras más abundantes a nivel mundial son los shales, luego le siguen las rocas carbonatadas y por último el carbón.

2.2.1.2 Ruta de migración

Se ha dividido en migración primaria y migración secundaria. En Migración primaria que Es la responsable de la expulsión del hidrocarburo de la roca madre hacia la roca permeable y Migración secundaria que es el movimiento del hidrocarburo a través de la roca permeable, hasta encontrar la trampa que le impida su movimiento o que le imposibilite alcanzar la superficie.

2.2.1.3 Roca reservorio

Debe presentar dos propiedades importantes la porosidad y la permeabilidad. Son rocas porosas capaces de almacenar hidrocarburos. Las principales rocas reservorio a nivel mundial son las areniscas, seguidas de las rocas carbonatadas y por último las rocas fracturadas.

2.2.1.4 Trampa

Es el elemento geológico básico para la acumulación de hidrocarburos. De forma general se agrupan en trampas de tipo estructural, estratigráficas y combinadas. Mundialmente la trampa estructural de mayor ocurrencia es la de tipo anticlinal, y las fallas. En tanto que las trampas estratigráficas, la que más se encuentra son las discordancias.

2.2.1.5 Sello

Es la barrera impermeable de la trampa, la cual sirve para detener la migración del hidrocarburo hacia la superficie. Las principales rocas sello a nivel mundial son primero las lutitas en especial de origen terrígeno, seguido por las rocas evaporíticas y por último las rocas calcáreas densas, que pueden actuar como sello en circunstancias especiales. El sello puede ser vertical o lateral dependiendo del tipo de trampa.

2.2.2 Yacimientos No Convencionales

Los recursos no convencionales están definidos como aquellos que están contenidos en reservorios de baja permeabilidad o que poseen petróleo pesado o de alta viscosidad, que se encuentran en grandes volúmenes y que requieren tecnologías avanzadas de perforación o estimulación a fin de lograr producción a tasa de flujos comerciales. En la figura 9 se muestra el triángulo de los recursos, en la cima se encuentran los hidrocarburos convencionales, los cuales representan volúmenes pequeños y son fáciles de desarrollar; debajo de los reservorios convencionales se sitúan los reservorios no convencionales, los cuales se caracterizan por tener mayor volumen, mayor costo y requerimiento de nuevas tecnologías, y por último la base de la pirámide, de elevado volumen en recursos pero mayores costos, le corresponde a los hidratos de metano y oil shale.

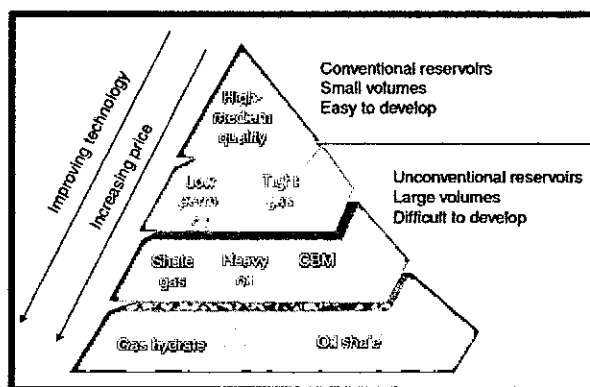


Figura 9: Pirámide de los Recursos
Fuente: Holditch, SPE, 2010.

Los recursos no convencionales son hidrocarburos (petróleo y gas) que se encuentran en unas condiciones que no permiten el movimiento del fluido, bien por estar atrapados en rocas poco permeables, o por tratarse de petróleos de muy alta viscosidad.

En la figura 10 se muestra una división entre los reservorios e hidrocarburos convencionales y no convencionales. En el primer cuadrante se encuentran los hidrocarburos convencionales en reservorios no convencionales (petróleo y gas que fluye cuando se mejora la permeabilidad); en el segundo cuadrante se encuentran los hidrocarburos convencionales en reservorios convencionales (petróleo y gas que fluye

con una mínima intervención), en el tercer cuadrante se encuentran los hidrocarburos no convencionales en reservorios convencionales (petróleo pesado y extra pesado que necesita intervención para que fluya), y en el cuarto cuadrante se encuentran los hidrocarburos no convencionales en reservorios no convencionales (hidrocarburos inmaduros).

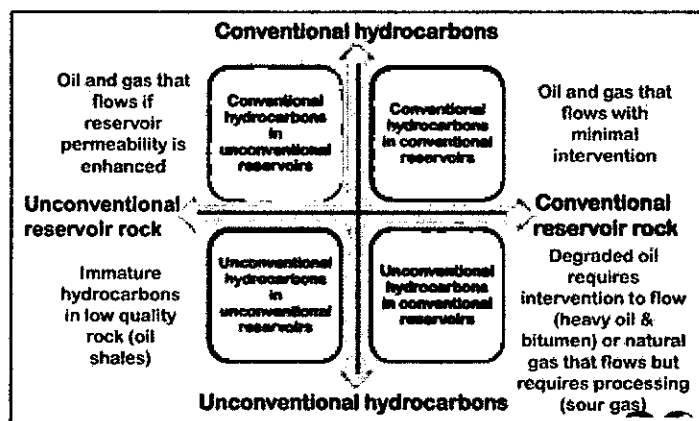


Figura 10: Reservorios e hidrocarburos no convencionales
Fuente: Petroleum and Unconventional Resources Reserves, 2013

Los recursos no convencionales se clasifican de acuerdo al tipo de hidrocarburo y de acuerdo al tipo de roca. En la figura 11 se muestra la pirámide de los recursos dividida en recursos de gas y de petróleo no convencional, estos recursos se clasifican en:

- Recursos no convencionales de gas:
 - Tight gas sand (gas en reservorios de baja permeabilidad),
 - Shale gas (gas en lutitas)
 - Coalbed methane (gas en capas de carbón)
 - Gas hidratos (hidratos de gas).
- Recursos no convencionales de petróleo, los cuales son:
 - Heavy and extra heavy oil (petróleo pesado y extra pesado)
 - oil sands o tar sands (arenas bituminosas),
 - tight oil sand (formaciones de baja permeabilidad).
 - shale oil (petróleo en lutitas)
 - oil shale (lutita petrolífera)

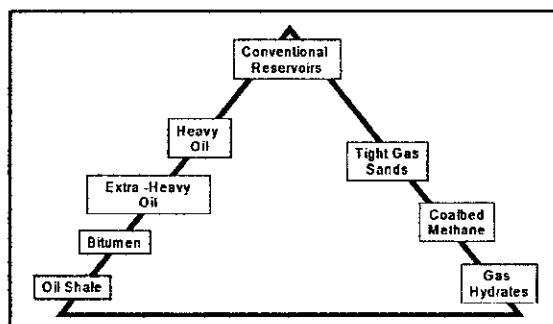


Figura 11: Clasificación de Recursos de Petróleo y Gas No Convencional
Fuente: Matlak, 2009

La figura 12 muestra una modificación de la pirámide de los recursos, en la figura se clasifican de acuerdo a su permeabilidad, en la cima se encuentran los convencionales con permeabilidades de hasta 100 md, le sigue el tight gas con valores entre 1 md, el gas en capas de carbón con valores entre 0.1 md, los hidratos de gas con valores de 0.001 y finalmente los reservorios con valores de 0.001 md son los de shale gas.

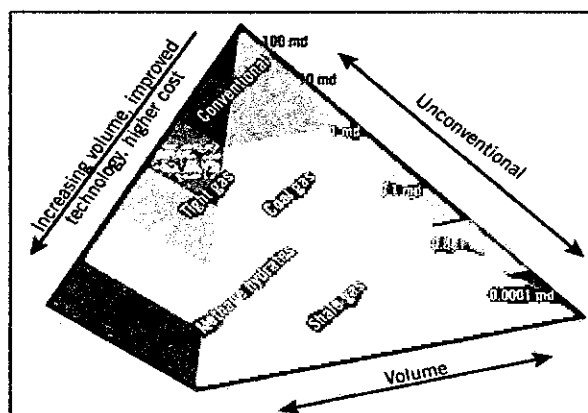
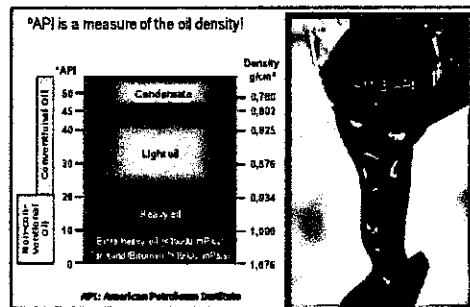


Figura 12: Clasificación de Recursos
Fuente: Matlak, 2009

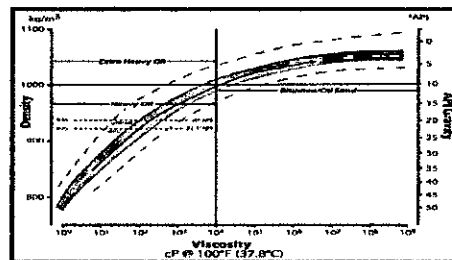
2.2.2.1 Crudo Pesado y extra pesado

El petróleo pesado se define como petróleo entre 10° y 22.3° API según DOE (Departamento de Energía de los Estados Unidos) y entre 10° y 20° API según el American Petroleum Institute (figura13). Los petróleos con valores menores a 10 °API se conocen como extra pesados. La USGS (US Geological Survey) define como convencionales a aquellos con una gravedad API de al menos 22 y una viscosidad menor a 100 cP (centipoises).



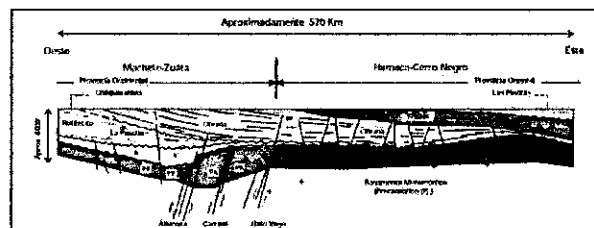
Fuente: Introduction to Heavy Oil in the World and in Canada; Dusseault 2009

Según la viscosidad se define al crudo pesado entre los siguientes rangos (figura14): Convencional cuando la viscosidad es <100 cP, petróleo Pesado cuando se encuentra entre $100 - 10000$ cP y bitumen cuando es >10000 cP.



Fuente: A Technical Assessment of North American Heavy Oil Resources, 2007.

Suelen hallarse en depósitos no muy profundos. Su generaciones igual que la del petróleo convencional, perola presencia de sellos pobres o directamente, la falta de estos determinaron su degradación. En general, han migrado a zonas más someras o superficiales donde fueron degradados por bacterias y/o por meteorización, los hidrocarburos más livianos escaparon y dejar los componentes más pesados. En la figura 15 muestra la sección estructural de La faja petrolífera del Orinoco, que presenta las características de los depósitos de crudo pesado.



Fuente: Modificado de Audemard et al., 1985.

En muchos casos, las formaciones en los que están almacenados (arenas, carbonatos) tienen excelentes propiedades como rocas reservorio: altas porosidades (en ocasiones de hasta 40-45%) y altas permeabilidades, y grandes espesores de roca porosa-permeable. En este caso, lo que los convierte en no convencionales es su alta viscosidad y el asociado proceso adicional, de alta inversión, (upgrading) para volverlos adecuados para su producción y tratamiento en una refinería normal. Presentes en diferentes cuencas petroleras del mundo, ejemplos mundiales lo representan la faja del Orinoco, Venezuela, con reservas declaradas similares a las de Arabia Saudita en petróleo convencional; también varios países árabes de Medio Oriente (Kuwait, Arabia Saudita), en los cuales el petróleo pesado se encuentra almacenado en carbonatos a escasa profundidad (entre 200 y 1000m); los Estados Unidos y el Canadá. Y en nuestro país en la Cuenca Marañón. En la figura 16 se muestra los intervalos de las principales formaciones con presencia de crudo pesado en la Cuenca Marañón. Estos reservorios se encuentran a profundidades mayores a 7000 pies y espesores netos mayores a 20 pies.

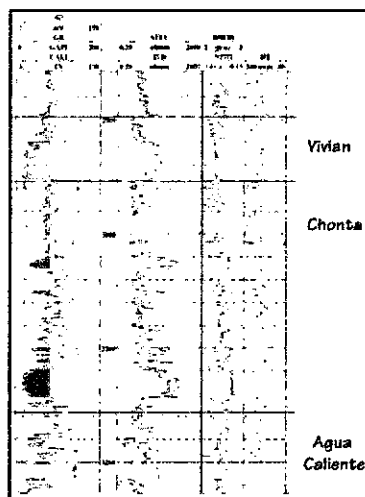


Figura 16: Registro típico de crudo pesado en la Cuenca Marañón (metros)
Fuente: Marañón Basin Technical Report-Perupetro,2007

2.2.2.2 Arenas Bituminosas

Son una combinación de arcilla, arena, agua, y bitumen. De las arenas de alquitrán se extrae un bitumen similar al petróleo el cual es convertido en un petróleo crudo sintético o refinado directamente por refinerías especializadas para obtener productos del petróleo.

El petróleo convencional es extraído por medio de pozos mientras que los depósitos de arenas bituminosas son extraídos usando técnicas de minería superficial (Figura 17), o se les hace fluir hacia pozos por medio de técnicas in situ que reducen la viscosidad del bitumen por medio de vapor y/o solventes. En promedio, el bitumen contiene 83,2% de carbón, 10,4% de hidrógeno, 0,94% de oxígeno, 0,36% de nitrógeno y 4,8% de azufre.

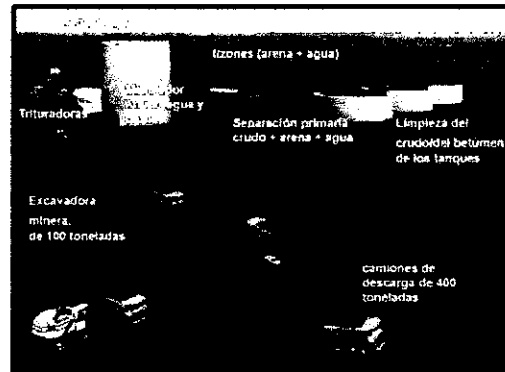


Figura 17: Minería Superficial para extraer Arena Bituminosa
Fuente: Abalt Solutions, 2011

El bitumen extraído de este material es una combinación compleja de alto peso molecular descompuestos orgánicos con un número de carbonos superior a C16 (en la tabla periódica), tiene alto contenido de carbono y es bajo en contenido de hidrogeno; también contiene pequeñas cantidades de diversos metales como el níquel, hierro y vanadio. En 1964, se inició la explotación de la reserva más grande del mundo de arenas bituminosas ubicada en la Provincia de Alberta, Canadá, debido a que la industria petrolera se dio cuenta de la riqueza de estas tierras. Debido a la importancia de utilizar fuentes alternas al petróleo, en los últimos años, se han descubierto más reservas de arenas bituminosas en países como Venezuela, Estados Unidos, Malasia, Rusia, Portugal, España, Rumania, México, Chile, Madagascar, entre otros.

2.2.2.3 Oil Shale

Se trata de una roca sedimentaria rica en materia orgánica, es decir, que contiene cantidades significativas de material orgánico bituminoso sólido, querógeno (figura 18), que al ser calentado, liberado por el proceso químico de pirólisis es petróleo.



Figura 18: Muestra de Oil Shale
Fuente: Baker Hughes

Hasta un tercio de la roca pueden ser querógenos sólidos. La roca debe ser calentada o tratada con solventes para liberar hidrocarburos gaseosos o líquidos. Su extracción se hace con métodos de minería para obtener el petróleo aunque este es un proceso más complejo y menos eficiente que la perforación de pozos dedicados al petróleo. Su origen es similar al del petróleo, o sea, a partir de sedimentos finos y detritos orgánicos (distintos tipos de algas marinas y lacustres, restos de plantas) depositados en diferentes tipos de ambientes sedimentarios (cuencas marinas, lagos, pantanos), y luego sometidos en tiempos geológicos a presión y temperatura, aunque no lo suficiente como para generar hidrocarburos líquidos. Produce emisiones y cenizas que pueden traer consecuencias al medio ambiente, por lo cual la explotación debe ser controlada.

Descubiertos en tiempos históricos y en extracción desde principios de siglo pasado, se han encontrado este tipo de yacimientos de distintas edades geológicas indiferentes lugares del mundo; su ejemplo más importantes la Formación Green River, en los Estados Unidos, que cubre varios Estados (Colorado, Utah y Wyoming) y contiene reservas muy grandes de petróleo, estimadas en unos 800 billones de barriles recuperables. También Australia, Suecia, el Brasil, China y Estonia tienen reservas declaradas en yacimientos de este tipo. China, el Brasil y Estonia lo explotan de manera comercial.

2.2.2.4 Hidratos de Gas

Metano atrapado en estructuras de hielo como producto de la actividad biológica en medios marinos. Su entrapamiento se debe a condiciones de presión bajas temperaturas. Para algunas compañías de la industria energética, los hidratos de

gas son conocidos por problemas que ocasionan al bloquear ductos y tuberías de producción de petróleo; sin embargo, otras los ven ya como un recurso potencial de hidrocarburos, esto debido a que superan en gran medida al potencial de recursos de gas natural convencional, según datos, un metro cúbico metano extraído del fondo del mar (35.3146 pies cúbicos, ft^3), es repartido en 164 metros cúbicos de metano gaseoso (5791.605 ft^3); aún así, es necesaria la investigación en este campo para poder explotar de manera eficiente este recurso.

Los hidratos de metano se localizan en yacimientos de gas natural submarinos, que son una combinación especial de dos sustancias comunes, agua y gas natural; acumulaciones cristalinas similares al hielo, formadas tanto de gas natural como de agua, si estas sustancias se encuentran en condiciones de alta presión y baja temperatura, cuando la concentración del gas excede el límite de la solubilidad, se unen para formar una sustancia sólida parecida, como ya se ha mencionado, al hielo (Figura 19). Vastos volúmenes de sedimentos en el fondo del mar y en las regiones polares favorecen la formación de hidratos de gas.



Figura 19: Muestra de Hidrato de gas
Fuente: Baker Hughes, 2013

En la estructura, la célula de la unidad de los hidratos de metano contiene 46 moléculas de agua y hasta ocho moléculas de metano, un hidrato de metano tiene una composición media de CH_4 y H_2O (una molécula de metano en casi 6 de agua). De esta manera se puede señalar que, un cristal hueco de moléculas de agua con una sola molécula de gas flotando en el interior es la unidad básica del hidrato. Los cristales se agrupan en una especie de enrejado compacto.

2.2.2.5 Metano en Capas de Carbón

Se trata de metano adsorbido sobre carbón. El metano es el principal componente del gas y, una vez más, se le da un uso convencional, pero es la producción la parte no convencional. Se genera por un proceso biológico (acción de microbios) o térmico (al aumentar por enterramiento la temperatura de los sedimentos que terminaron en carbón). A veces el carbón está saturado de agua, y el metano, adsorbido en el carbón por la presión del agua. Hoy representa el 7% del total del gas natural estadounidense, y se halla sobre todo en el área de las montañas Rocallosas (unos 30 a 58Tcf recuperables). Puesto que el coal bed methane está adsorbido es necesario bajar la presión del agua para producirlo, y esto implica que el pozo produzca sólo agua por periodos de hasta dos años antes de producir gas.

Las estimaciones sugieren que en los Estados Unidos al menos 100Tcf son recuperables con la tecnología que se posee. Su atractivo consiste en que es ubicable y no es complicado extraerlo; sus desventajas son económicas y medioambientales: puesto que involucra agua que podría ser contaminante y con muchas sales, su aprovechamiento implica altos costos. Los yacimientos CBM se diferencian de los yacimientos convencionales en numerosos aspectos; sin embargo, las diferencias fundamentales radican en la producción de agua y el mecanismo de almacenamiento de gas. En la mayoría de los yacimientos de petróleo y gas, la capacidad de almacenamiento de hidrocarburos se relaciona con la porosidad porque el gas es retenido y almacenado en los sistemas de poros de la matriz.

Si bien los carbones poseen una porosidad intrínseca moderada, pueden almacenar hasta seis veces más gas que un volumen equivalente de arenisca a una presión similar. La capacidad de almacenamiento de gas está determinada principalmente por el rango del carbón. Los carbones de rango más alto (carbones bituminosos y antracita) poseen el mayor potencial para el almacenamiento de metano.

En la figura 20 se muestra la capacidad de almacenamiento, rango del carbón, y generación. La capacidad de almacenamiento de gas es una función del rango del carbón y la presión, y a medida que el carbón madura, la capacidad de absorción y adsorción se incrementa.

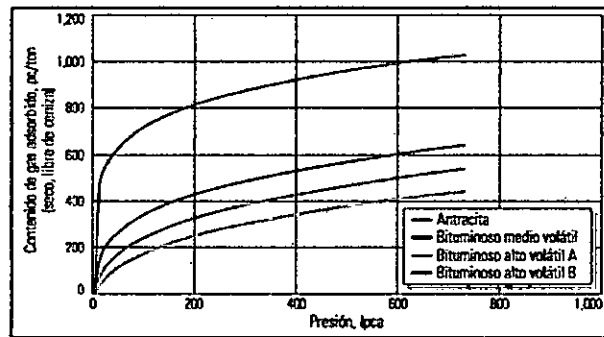


Figura 20: Capacidad de almacenamiento
Fuente: Schlumberger, 2006.

En la figura 21 se muestra que el metano es generado del carbón por la actividad microbiana (biogénesis) y por el calor. El metano es adsorbido en la superficie de los materiales orgánicos que forman el carbón. Los procesos biogénéticos cesan cuando estos materiales se transforman en carbón de rango más alto y son expuestos a mayor temperatura. Los procesos biogénéticos cesan cuando estos materiales se transforman en carbón de rango más alto y son expuestos a mayor temperatura. Los procesos biogénéticos pueden reiterarse si el movimiento de los fluidos aporta nuevos microorganismos para que se alimenten del carbón.

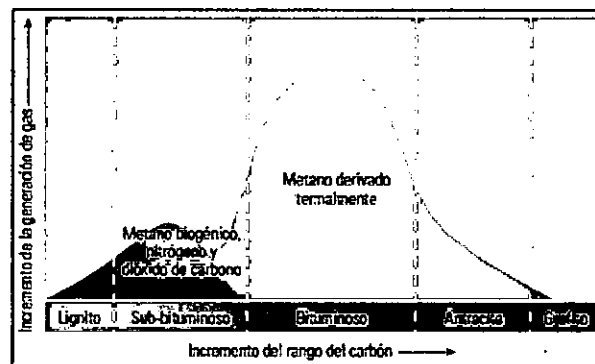


Figura 21: Generación del Metano
Fuente: Schlumberger, 2006

La capacidad de almacenamiento del carbón está relacionada con la presión y el contenido de gas adsorbido, descrito comúnmente por la isoterma de adsorción de Langmuir medida a partir de muestras de carbón trituradas. Los volúmenes grandes de gas almacenado existen porque la superficie interna de la microporosidad donde el gas es adsorbido es muy grande. También se observan volúmenes pequeños de metano en los espacios intersticiales creados cuando el carbón se contrae después de la depositación (figura 22).

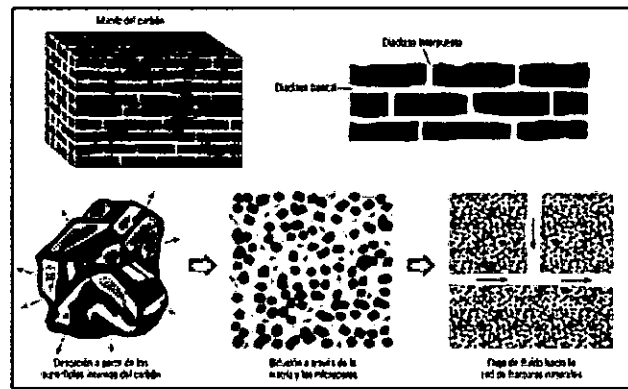


Figura 22: Adsorción y desorción del gas en capas de carbón
Fuente: Schlumberger, 2006.

La producción de CBM normalmente implica la eliminación del agua de la formación para reducir la presión del yacimiento. La reducción de la presión permite la formación de gas libre, lo que eleva la permeabilidad del carbón al gas y facilita la migración del gas hacia el pozo. La menor presión libera el metano adsorbido en la superficie del carbón, que luego fluye hacia el pozo a través del sistema de fracturas.

El agua producida debe ser eliminada mediante su inyección en una zona más profunda o a través de su descarga en la superficie después del tratamiento. El gas proveniente de la capa de carbón se separa del agua y se eleva hacia la superficie a través del espacio anular existente entre la tubería de producción y la tubería de revestimiento (Figura 23).

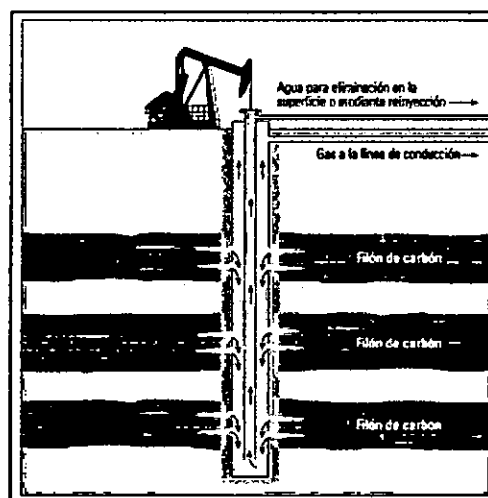


Figura 23: Inyección de agua producida
Fuente: Schlumberger, 2006

Los pozos CBM se caracterizan en general por las bajas tasas de producción. Con el objetivo de aumentar al máximo el área de drenaje, muchos pozos CBM se estimulan mediante tratamientos de fracturamiento hidráulico para conectar las diaclasas y las fracturas naturales con el pozo. Algunas cuencas de CBM poseen una alta permeabilidad natural, de más de 100 mD, y no requieren tratamientos de estimulación. Existen excepciones con respecto al modelo de deshidratación. Los métodos de desarrollo dependen de las características del carbón y de la geología del yacimiento CBM, los operadores recurren a menudo a las técnicas de modelado de capas de carbón y de yacimiento.

2.2.3 Shale gas y shale oil

El potencial de las lutitas para servir como roca generadora y almacén, fue reconocido desde hace décadas en la cuenca de los Apalaches (Roen, 1993). En estados Unidos la primera producción de gas comercial proviene del año 1821, de un pozo somero que comenzó a producir gas proveniente de una Lutita Devónica, rica en contenido orgánico. El Shale es una roca fuente de hidrocarburos no convencionales, que es rica en materia orgánica. Son rocas de tamaño de grano fino (shales y litofacies asociadas) capaces de producir comercialmente importantes cantidades de hidrocarburos con un fracturamiento extensivo. En este tipo de reservorios no convencionales, la roca madre (Generadora) es la que contiene los hidrocarburos tal como muestra la Figura 24.

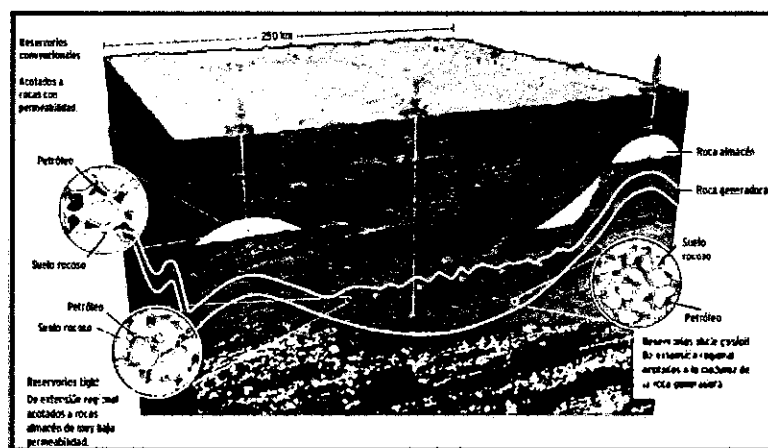


Figura 24: Características de los Reservorios No Convencionales
Fuente: YPF S.A. – IAPG- 23 Agosto 2012

Los yacimientos no convencionales de shale oil y shale gas requieren como mínimo la deposición de la roca generadora y de suficiente sobrecarga para lograr la maduración asociada con la temperatura, en otras palabras la roca generadora actúa como reservorio y sello. El Shale sirve como fuente, reservorio y sello de hidrocarburos producidos de ella y pueden ser parte del sistema petrolífero en acumulaciones convencionales y no convencionales (Figura 25). La explotación del Shale gas y shale oil en los últimos años se debe a los éxitos en la tecnología del fracturamiento hidráulico para crear extensas fracturas artificiales alrededor de los pozos. La perforación horizontal también se emplea en las cuencas de Shale, con longitudes laterales de hasta 3000 metros, con el objetivo de conseguir la máxima superficie de contacto entre el pozo de perforación y la formación donde está almacenado el gas.

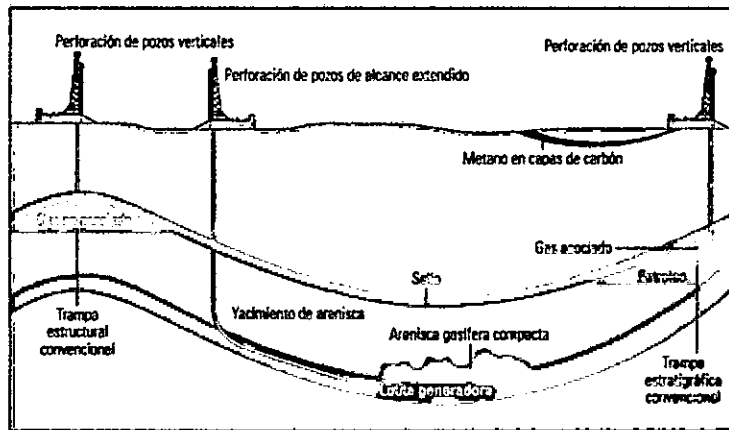


Figura 25: Yacimientos de Shale gas y shale oil
Fuente: Schlumberger.

2.2.4 Características de los Reservorios No convencionales de Shale Gas y Shale Oil

Algunas características asociadas a este tipo de yacimiento no convencional son:

- Alto contenido orgánico (>1%) en calizas, (>1.2%) en shales. Estos yacimientos se derivan de lutitas con alto contenido orgánico, principalmente entre Jurásico superior y Cretácico superior aunque también son comunes los pertenecientes al Devónico superior (como Bakken) y Mississippian (figura 26).

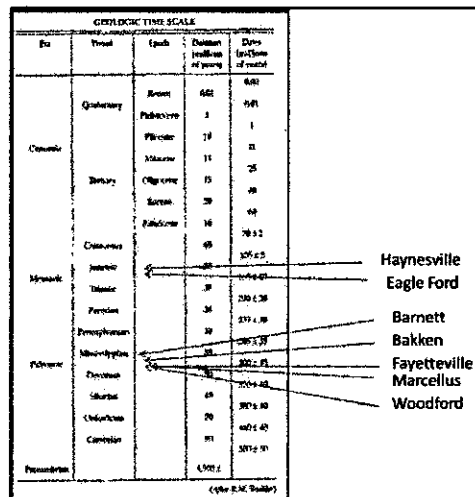


Figura 26: Edades de las principales Shale gas y shale oil
Fuente: Petroskills, 2012

- Las condiciones de presión y temperatura hacen posible la generación de metano termogénico (derivado del proceso de cocimiento de la materia orgánica).
- Estos yacimientos carecen de los contactos de fluidos presentes en yacimientos convencionales.
- Las formaciones de shale presentan alto Gamma Ray y alta resistividad. (figura 27) y presentan alta madurez (después de la ventana de petróleo) y fragilidad (>40% Contenido de cuarzo) y porosidad generalmente >4%

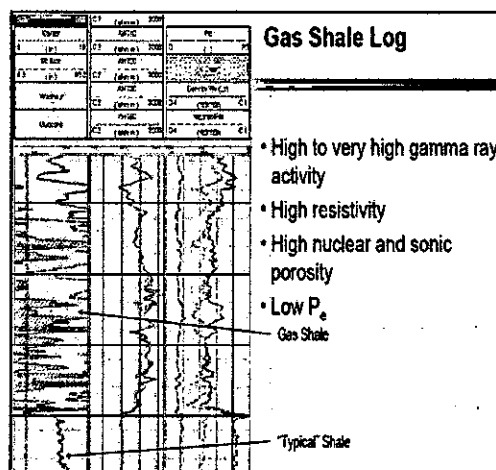


Figura 27: Registro Típico de Shale gas
Fuente: Petroskills, 2012.

- Un gran reto de estos yacimientos es la existencia de doble porosidad. Los yacimientos de shale gas cuentan con dos almacenamientos principales, el de la matriz de la roca y el de las fracturas naturales. Sin embargo dentro de la porosidad de matriz se dan otros tipos de almacenamiento relacionados con la estructura física de las Lutitas.
- La matriz tiene muy baja permeabilidad, por lo general del orden de nanodarcys, por lo tanto, casi todos los yacimientos de shale gas deben ser hidráulicamente estimulados para alcanzar una producción rentable. Las fracturas hechas tienen por objetivo conectar y activar las fracturas naturales que están en la roca.
- La adsorción del gas es el efecto por el cual una parte de las moléculas de gas se quedan adheridas a la superficie de los granos de la roca. El gas adsorbido no puede ser producido por lo cual, dependiendo de la situación, este gas puede representar una importante fracción del gas total in situ, teniendo efectos dramáticos en la producción. La adsorción se ve afectada por la naturaleza del sólido adsorbente, la temperatura y la tasa de difusión del gas. Actualmente la única forma para determinar con precisión la cantidad de gas adsorbido es a través del análisis de núcleos.
- La relación entre porosidad de matriz, fracturas naturales, fracturas hidráulicas y materia orgánica influye en la producción así como en la declinación de la misma. Teniéndose altas producciones iniciales principalmente por la aportación de las fracturas, seguidas de ritmos de declinación rápidos cuando se cambia a la producción del gas de la matriz (típicamente declina entre el 65 y 75% de la producción en el primer año), después se tienen tasas de declinación más bajas y estables, que están dominadas por el gas desorbido y la tasa de difusión. La cantidad de gas libre producido por la matriz y el gas desorbido es una compleja función de las propiedades de la lutita, y puede variar significativamente. La expectativa de vida de un pozo de gas de lutitas ronda los 30 años.

- Depositado en ambientes marinos y debido a los cambios ocurridos durante su depositación, las lutitas productivas comúnmente están comprendidas de capas delgadas o laminas que pueden tener diferentes litologías o mineralogías. Esto las hace altamente variables, o heterogéneas y las propiedades petrofísicas, geoquímicas, geomecánicas y de ingeniería de los yacimientos de shale gas pueden variar abruptamente de forma vertical y lateral.
- Las variaciones en la distribución geográfica de la madurez termal (debido a las diferencias entre historia geológica) puede resultar en aceite, gas húmedo y gas seco producidos por la misma formación como sucede en Bakken, Eagle Ford y Marcellus.
- Los atributos que más impactan en la productividad, es decir la permeabilidad y la heterogeneidad, hacen necesario el uso de técnicas de caracterización, perforación y terminación especializadas para permitir la producción y desarrollo exitosos de los plays.
- El flujo de fluidos en yacimientos de Shale Gas se puede analizar a través de simulaciones numéricas para conocer las respuestas de la presión y la distribución y la saturación, al igual que para yacimientos convencionales. Dado que se tiene permeabilidades de matriz extremadamente bajas, el flujo en este tipo de yacimientos sucede a través de redes de fracturas naturales interconectadas. La matriz provee el almacenamiento del gas y las fracturas son los principales conductos de flujo. Un modelo apropiado de la orientación, distribución y conectividad de las fracturas naturales es crítico para la estimulación y previsión (Cipolla et al. 2009; Olson 2008).

2.2.4.1 Definición de Roca Lutita y Clasificación de las formaciones de lutitas

Una definición estrictamente geológica de arcilla es « roca consolidada con más del 67% de materiales correspondientes al tamaño de arcillas, los cuales son compuestos laminados » (Jackson, 1997), aproximadamente 50% de las rocas sedimentarias están clasificadas como lutitas.

Las arcillas están depositadas en ambientes de baja energía donde las partículas de grano fino caen en suspensión. Estos sedimentos arcillosos que conforman a las lutitas se depositan principalmente en ambientes sedimentarios marinos o de transición, por ejemplo: las llanuras de inundación, estuarios, lagunas, pantanos, segmentos distales en abanicos aluviales, deltas y abanicos submarinos; fondos de lagos y cuencas marinas. Las laminaciones (<1 mm), se acomodan típicamente de manera paralela a la depositación, lo cual constituye la principal característica de las lutitas estas laminaciones las cuales son debidas a la ya referida orientación paralela de los minerales arcillosos. La illita es el mineral arcilloso más importante en las lutitas, seguido por la esmectita, la caolinita, la clorita y otros minerales arcillosos respectivamente. El color de las lutitas es una característica distintiva de las mismas, y puede ser un importante indicador del ambiente de depositación así como la cantidad de materia orgánica: Si la arcilla es verde o roja esto indica un ambiente oxidante, las arcillas negras contienen entre 1 y 25% de carbón orgánico así como cantidades relativamente altas de pirita (sulfato de hierro) y sulfato de hidrogeno, lo cual indica condiciones de depositación anóxicas. La matriz porosa varia con el nivel de sepultamiento y compactación al cual se ha sometido a la roca. La permeabilidad en la lutita (la cual es función del tamaño de grano y del grado de compactación) es extremadamente baja, del rango entre micro y nanodarcies. Cardott (2007) define a las lutitas gasíferas como rocas sedimentarias de grano fino (no necesariamente lutitas de acuerdo a la definición estricta de las mismas) ricas en contenido orgánico de 0.5%. Las lutitas gasíferas pueden ser marginalmente maduras a maduras; así como contener metano biogénico o termogénico. Las lutitas gasíferas son yacimientos autoabastecidos. Basándose en los litotipos y mecanismos de producción, las formaciones de lutitas productivas pueden ser ubicadas en cuatro tipos (Tabla 1).

Clasificación	Descripción	Mecanismo de producción	Yacimientos análogos
Tipo 1	mudstone fracturada con contenido orgánico y alto contenido de carbono	mezcla 50/50 de producción por fractura/microporosidad y desorción	Barnett, Woodford, Caney
Tipo 2	grupos de lóminas delgadas de arena embebidas en lutitas ricas en contenido orgánico	principal producción de la matriz, a través de las arenas	Levis
Tipo 3	lutitas negras ricas en contenido orgánico	producción principal a través de desorción	Anticlin, Marcellus, Eastern Devonian Shales
Tipo 4	continuación de los tipos anteriores	producción principal a través de desorción, matriz y fracturas	Monterey, Forbes, Niobrara

Tabla 1: Clasificación de los yacimientos de lutita
Fuente: SPE, 2010

2.2.4.2 Ambiente de Depositación

Es importante conocer si el shale se depositó en un ambiente marino o no marino (Figura 28). Los shales depositados en ambiente marino tienden a tener menor contenido de arcilla y tienden a tener alto contenido de minerales frágiles de cuarzo, feldespato y carbonatos. Los shales frágiles responden favorablemente a la estimulación hidráulica. Por otro lado los shales depositados en ambientes no marinos (Lacustres, fluvial) tienden a tener mayor contenido de arcilla, ser más dúctiles y menos sensibles a la estimulación hidráulica.

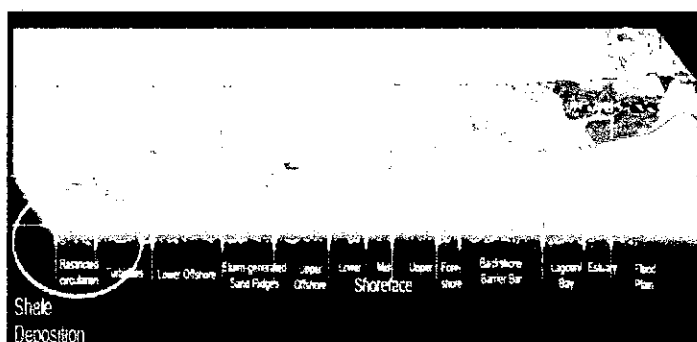


Figura 28: Ambiente de sedimentación marino.
Fuente: Petroskills, 2012.

2.2.4.3 Contenido de Materia Orgánica

Este parámetro es expresado en porcentaje en peso (%w) es un indicador del total de materia orgánica presente. El TOC es usado para proyectar el potencial de almacenamiento de hidrocarburos en las lutitas. El valor del TOC comprende 3 componentes: el carbón extraíble de la materia orgánica EOM, el carbón convertible y la fracción de carbón residual.

El EOM es el carbón contenido en el aceite y gas ya formado, el carbón convertible (reactivo) representa el potencial remanente en una muestra para generar aceite o gas, y el carbón residual (inerte) es el carbón que no tiene potencial de generar aceite o gas debido a su estructura química y composición.

La materia orgánica depositada originalmente, es transformada en kerógeno a través de la diagénesis. El kerógeno incluye componentes convertibles e inertes. El TOC decrece con la madurez termal.

Un valor mínimo de TOC de 2% es considerado necesario para generar grandes volúmenes de gas. Aunque el TOC puede alcanzar valores de 25% (como en Antrim y las lutitas del devónico de la cuenca de los Apalaches), cualquier lutita con valores de entre 2% y 5% se considera con muy buen potencial de generación de hidrocarburos, y si es mayor o igual a 5% se considera como un excelente prospecto de exploración (Figura 29).

Materiales orgánicos tales como fósiles de microorganismos y materia vegetal proporciona los átomos de carbono, oxígeno e hidrógeno necesarios para crear gas natural y petróleo.

Contenido orgánico total, % en peso	Calidad del kerógeno
< 0.5	Muy pobre
0.5 a 1	Pobre
1 a 2	Regular
2 a 4	Buena
4 a 12	Muy buena
> 12	Excelente

Figura 29: Contenido de TOC y Calidad del kerógeno
Fuente: Schlumberger

2.2.4.4 Tipo de Kerógeno

El kerógeno puede clasificarse en cuatro tipos (Figura 30), basados en su proveniencia, como lo indican los macerales específicos.

TIPO DE KERÓGENO (Cantidad de HCs; H)	MACERAL DE KERÓGENO	ORIGEN	POTENCIAL GENERADOR
TIPO I (Alto; > 600)	ALGINITA	Algas	Oil
	AMORFO	Restos sin estructura de origen algal	
TIPO II (Moderado; 300- 600)		Materia plancónica sin estructura y de origen marino	
	EXINITA	Piel de esporas y polen cutículas de hojas y plantas herbáceas	Gas / Petróleo
TIPO III (Bajo; 50- 300)	VITRINITA	Restos leñosos y fibrosos y materia húmica coloidal sin estructura	
TIPO IV (Muy bajo; < 50)	INERTINITA	Restos leñosos oxidados y reciclados	No generador

Figura 30: Clasificación del kerógeno
Fuente: Schlumberger

También puede clasificarse en base al contenido de hidrógeno, carbono y oxígeno. Cada uno posee una incidencia clara sobre el tipo de petróleo que se producirá, en caso de que exista producción.

El kerógeno Tipo I es generado predominantemente en ambientes lacustres y, en ciertos casos, ambientes marinos. Proviene de materia algácea, planctónica o de otro tipo, que ha sido intensamente re-elaborada por la acción de bacterias y microorganismos que habitan en el sedimento. Rico en contenido de hidrógeno y bajo en contenido de oxígeno es potencialmente petrolífero, pero también puede producir gas, según su etapa de evolución en relación a la temperatura. Responsables de menos del 3% de las reservas mundiales de petróleo y gas, los kerógenos Tipo I no son comunes. Un ejemplo de kerógeno Tipo I se encuentra en la formación Green River del oeste de EUA.

El kerógeno Tipo II es generado habitualmente en ambientes reductores, que existen en ambientes marinos de profundidad moderada. Este tipo de kerógeno proviene principalmente de restos de plancton re-elaborados por bacterias. Rico en contenido de hidrógeno y con bajo contenido de carbono, este kerógeno puede generar petróleo o gas al aumentar progresivamente la temperatura y el grado de maduración. Algunos ejemplos conocidos de kerógeno Tipo II son la formación de arcilla Kimmeridge del Mar del Norte y la formación Bazhenov de Siberia. Ciertos ambientes depositacionales favorecen el incremento de la incorporación de compuestos de azufre, lo que se traduce en una variación conocida como kerógeno Tipo II-S. Esta variación se observa en la formación Monterrey de California, o en la formación La Luna de Venezuela. La importancia de este tipo de kerógeno radica en el hecho de que la generación de petróleo comienza mucho antes y se considera que la causa es la existencia de reacciones cinéticas que involucran compuestos con azufre.

El kerógeno Tipo III proviene principalmente de restos vegetales terrestres, que han sido depositados en ambientes marinos o no marinos, someros o profundos. El kerógeno Tipo III posee menor contenido de hidrógeno y mayor contenido de oxígeno que los Tipos I o II, y en consecuencia, tiende a generar gas seco. La mayoría de los carbones contiene kerógenos Tipo III.

El kerógeno Tipo IV es generado a partir de materia orgánica residual presente en sedimentos más antiguos, re-elaborados después de la erosión. Antes de la depositación final, el kerógeno Tipo IV puede haber sido alterado por procesos de meteorización subaérea, combustión u oxidación biológica en pantanos o suelos. Este tipo de kerógeno posee alto contenido de carbono y falta de hidrógeno. Se lo considera una forma de “carbono muerto”, “prácticamente sin potencial para la generación de hidrocarburos.

En general, los kerógenos ricos en contenido de hidrógeno son responsables de la generación de petróleo e hidrocarburos gaseosos; los que contienen menos cantidades de hidrógeno generarán principalmente hidrocarburos gaseosos. Después de agotado el hidrógeno del kerógeno, la generación de hidrocarburos cesará naturalmente, sin importar la cantidad de carbono disponible (Figura31).

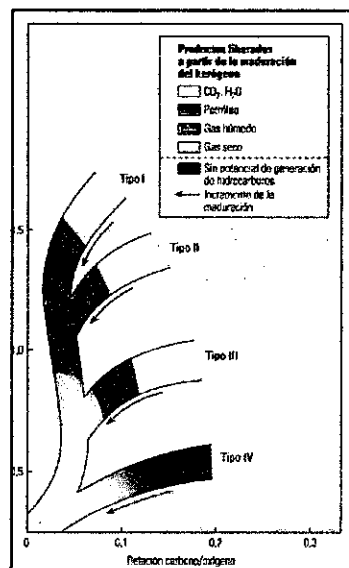


Figura 31: Clasificación del kerógeno y su maduración
Fuente: Schlumberger

2.2.4.5 Madurez Térmica

La Madurez Térmica es importante por la generación de petróleo y gas y por la creación de espacio poroso en la roca madre. Los mayores volúmenes y flujos de gas en un sistema de alta madurez térmica se debe a mayor generación (craqueotérmico del kerógeno y petróleo) y almacenamiento del gas (creación de espacio microporoso generado por el craqueotérmico). La madurez termal mide el grado en que una formación ha estado expuesta a altas temperaturas necesarias para descomponer la materia orgánica en hidrocarburos.

La reflectancia de ciertos tipos de minerales (%Ro) se utiliza como un indicador de madurez termal. La madurez termal de una zona prospectiva debe tener un Ro superior a 1,0%, con una segunda calidad de área prospectiva definida con un Ro mayor a 1,3%. La madurez termal muy alta también conduce a la presencia de nanoporos que contribuyen a la porosidad adicional en la matriz del shale. La figura 32 proporciona una ilustración de la relación entre la madurez termal y el desarrollo de nanoporos en la matriz del shale.

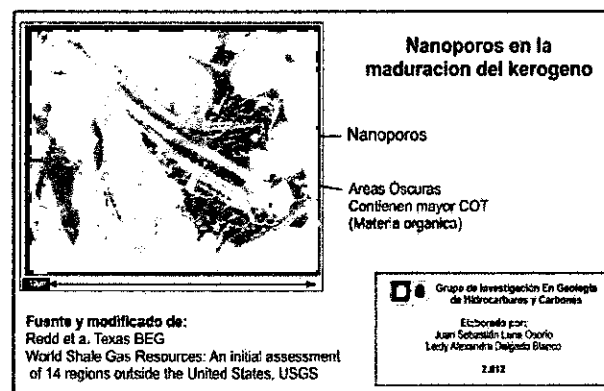


Figura 32: Madurez Termal y capacidad de almacenamiento de gas
Fuente: UIS, 2012.

El proceso de madurez asociada con la temperatura puede dividirse en tres etapas:

- **Diagénesis:** Inicio de transformación de la materia orgánica, ocurre en profundidades someras donde se desarrollan los procesos de alteración biológica, física y química, ocurriendo la pérdida principal de los productos oxigenados por lo que se genera principalmente CO_2 , NH_3 , H_2O y CH_4 biogénico. Durante la diagénesis y bajo condiciones reductoras a temperaturas relativamente bajas ($< 50^\circ\text{C}$) se realizan las primeras reacciones químicas y biológicas para la formación de hidrocarburos (Formación del Kerógeno).
- **Catagénesis:** Es la etapa principal de rompimiento térmico del Kerógeno, para la formación de hidrocarburos líquidos de C_{15} a C_{30} . Se encuentra en un rango de temperaturas de 60°C a 175°C , dentro del cual ocurre la generación principal de hidrocarburos líquidos, mientras que entre 175° a 225°C se tiene la generación principal de gases húmedos.

- **Metagénesis:** Es la etapa tardía de alteración de la materia orgánica, posterior a la generación de los hidrocarburos líquidos, la que se caracteriza por la formación principal de metano metagenético (gas seco) y un enriquecimiento de carbono que constituye un kerógeno residual. La metagenénesis ocurre a temperaturas entre 225° a 250° C; a estas temperaturas la relación H/C es menor de 0.4.

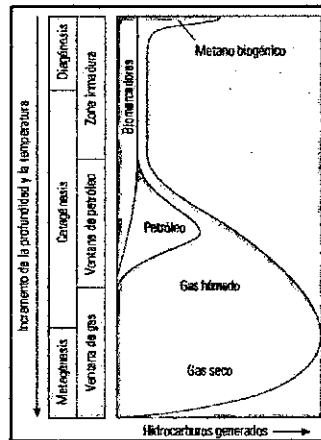


Figura 33: Etapas de Madurez térmica del kerógeno
Fuente: Schlumberger

2.2.4.6 Reflectancia de la Vitrinita

El nivel de madurez termal es frecuentemente expresado en términos de la reflectancia de la vitrinita (% Ro) que determina si la lutita tiene el potencial para generar hidrocarburos y el tipo de producción. La vitrinita es un componente del kerógeno; la cantidad de luz incidente reflejada por los macerales de vitrinita incrementa cuando incrementa el tiempo y la temperatura. El nivel de reflectancia (Ro) ha sido relacionado con las paleotemperaturas y la generación de hidrocarburos (Figura 34).

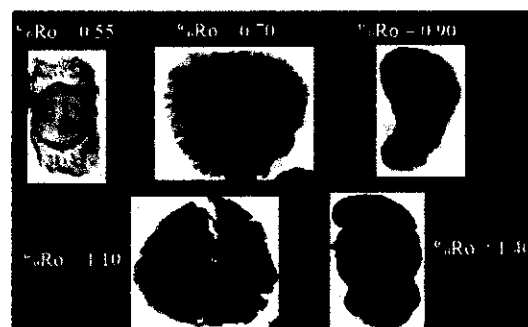


Figura 34: cambio de color debido a Reflectancia de la vitrinita
Fuente: Baker Hughes, 2013

La reflectancia de la vitrinita indica si la generación de hidrocarburos es posible y el tipo(s) de hidrocarburos que pueden ser generados, pero no puede indicar directamente cuando pudo haber comenzado la generación o decir cuántos hidrocarburos han sido generados. Un valor de Ro por debajo de 1.0% indica la presencia de material orgánica térmicamente inmadura (como en el caso de el oil shale que requiere de calentamiento adicional para producir hidrocarburos). Un valor aproximado de Ro de entre 1.0% y 1.1% indica que la materia orgánica es suficiente madura para generar gas. Un Ro mayor o igual a 1.5% coloca a la lutita en la ventana de gas seco, lo cual permite evitar los efectos no favorables a la permeabilidad que pueden ser causados por el bloqueo del aceite a las pequeñas gargantas de poro y rutas de permeabilidad comunes en los plays de lutitas (Figura35). Por regla general es que la materia orgánica madura es más propensa a generar mayor cantidad de gas in situ que la materia orgánica menos madura.

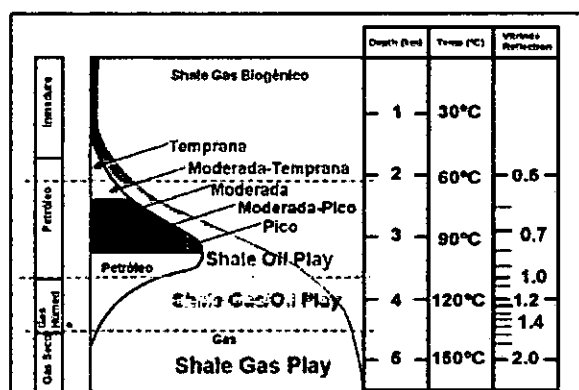


Figura 35: Plays de shale y la reflectancia de la vitrinita
Fuente: YPF, 2011.

2.2.4.7 Pirolisis

A partir de este estudio se obtienen los parámetros S1, S2, S3, Tmax y los índices utilizados en la caracterización de petróleos (HI, OI). El estudio se puede realizar sobre cualquier muestra de roca. Debido a que en un shale oil, el hidrocarburo a producir es el generado por la roca madre y entrampado en ella misma, se utiliza el valor de S1 (hidrocarburo existente) como una medida de concentración de hidrocarburo in situ y en cálculos volumétricos. Los demás indicadores de la pirólisis son utilizados como en los reservorios no convencionales para obtener madurez (Tmax), potencial generador (S2) y tipo de kerógeno (HI, OI) presente en la roca.

La prueba de pirólisis Rock-Eval se ha convertido en un estándar industrial en materia de evaluación de rocas generadoras. Consiste en someter las muestras de rocas a altas temperaturas, lo que permite a los investigadores lograr resultados cuya obtención habría requerido millones de años en una cuenca sedimentaria. Esta técnica requiere sólo 100 mg [0,00022 lbm] de roca pulverizada y permite analizar una muestra en cuestión de minutos (figura 36).

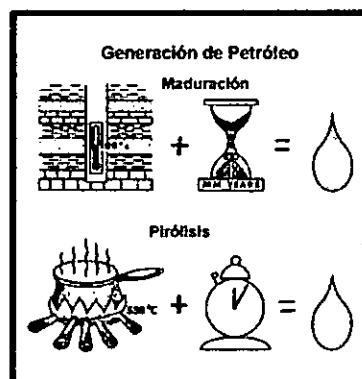


Figura 36: Esquema de Pirolisis
Fuente: Baker Hughes, Gamboa, 2013.

Esta técnica de pirolisis permite estimar la cantidad de hidrogeno en la materia orgánica. Al combinar los resultados de TOC con los de volumen de hidrogeno asociado a la materia orgánica, se confirma el potencial. El índice de hidrogeno derivado de los datos de pirolisis es comúnmente usado para derivar el tipo de kerógeno. (Figura 37).

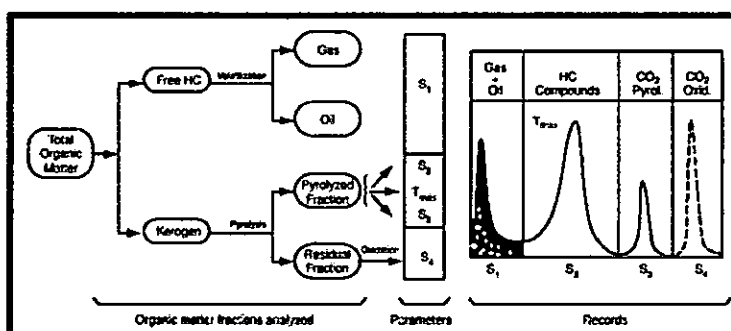


Figura 37: Valores obtenidos de la Prueba de Pirolisis
Fuente: Baker Hughes, Gamboa, 2013.

S1: Es la cantidad de hidrocarburos libres en la muestra (en miligramos de hidrocarburos por gramo de roca). Si $S1 > 1$ mg/g, puede indicar presencia de hidrocarburo líquido en la roca. S1 normalmente aumenta con la profundidad.

S2: Indica la cantidad de hidrocarburos generados a través de craqueotérmico de la materia orgánica volátil. Este parámetro normalmente disminuye con la profundidad de enterramiento >1 km.

S3: La cantidad de CO₂ (en miligramos de CO₂ por gramo de roca) producidos durante la pirólisis del kerógeno. S3 es una indicación de la cantidad de oxígeno en el kerógeno y se utiliza para calcular el índice de oxígeno. Otro parámetro importante que muestra la gráfica de la pirólisis y que va ligado al parámetro S2 es el Tmax.

Tmax: Es un indicador de la etapa de maduración de la materia orgánica. Es la temperatura a la que se detecta la máxima emisión de hidrocarburos y corresponde al pico S2.

El aparato de Rock Eval también puede ser usado para determinar el TOC de la muestra, por oxidación (en un horno de oxidación @ 600oC) del material orgánico remanente en la muestra después de la pirolisis (Carbono orgánico residual). El TOC se calcula sumando el carbono residual y el carbono orgánico pirolizado, el cual a su vez es medido de los hidrocarburos derivados de la pirolisis.

El procedimiento de la prueba se realiza de la siguiente manera:

- El horno se mantiene isotérmicamente a 300oC por 3 min y los hidrocarburos libres son volatilizados y medidos como el pico S1. S1>1.0 mg HC/g Roca: Bueno.
- La temperatura se aumenta de 300oC hasta 550oC (25oC/min). Esta es la fase de volatilización de los compuestos de hidrocarburos más pesados (>C40) así como del craqueo de la materia orgánica no volátil. Los hidrocarburos generados de este craqueo térmico son medidos como el pico S2. S2>5.0 mg HC/g Roca: Bueno.
- La temperatura a la cual S2 alcanza el máximo punto depende de la naturaleza y la madurez del kerógeno y se denomina Tmax.
- El CO₂ liberado del craqueo del kerógeno es capturado en un contenedor entre 300oC-390oC. El contenedor se calienta y se libera el CO₂ y este es medido durante el enfriamiento del horno (Pico S3). Este valor es proporcional al oxígeno presente en el kerógeno.

2.2.4.8 Mineralogía

La mineralogía de las lutitas productivas varía, en la figura 36 se muestra el gráfico de las características mineralógicas de las lutitas. Muchos yacimientos arcillosos no son estrictamente yacimientos en lutitas (con contenido de arcilla superior al 40%), el rango puede ser menor al 5% en algunos yacimientos arcillosos como Barnett y Woodford. En la figura 35 se muestra la mineralogía de la lutita para un número de yacimientos productores. Mientras incrementa la reflectancia, la fragilidad decrece; mientras la fracción de cuarzo incrementa, la fragilidad incrementa; y mientras la fracción de carbonatos incrementa, la fragilidad es moderada (Rickman et al. 2008).

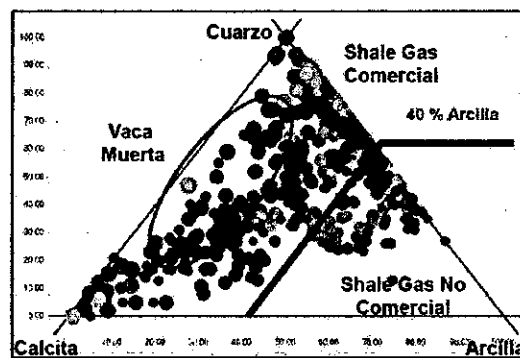


Figura 38: Valores obtenidos de la Prueba de Pirolisis

Fuente: SPE 115258

El bajo contenido de arcilla causa una mayor fragilidad de la roca y por ende mejora el fracturamiento. En yacimientos profundos el contenido arcilloso tiende a ser menor del 50% y dominado por minerales frágiles como el cuarzo, carbonatos y feldespatos. La evaluación de la lutita se hace a través de la difracción de rayos x (XRD). También se puede usar herramientas de rayos gamma de captura, análisis de núcleos y recortes o análisis de espectrometría para obtener información sobre la mineralogía.

El conocimiento de la mineralogía es importante para conocer el contenido de gas, la capacidad de flujo y las propiedades mecánicas de la roca. Los datos obtenidos con los recursos ya mencionados se integraran en el modelo petrofísico para calibrar los datos petrofísicos derivados de registros.

2.2.4.9 Litología

Las litofacies (figura 39) presentan diferencias en el contenido de materia orgánica, ambiente de depositación y propiedades petrofísicas y mecánicas. La integración de las litofacies basadas en la mineralogía y los datos sísmicos, contribuye al desarrollo de un modelo geológico o de cuenca por medio de la construcción de un mapa de litofacies.

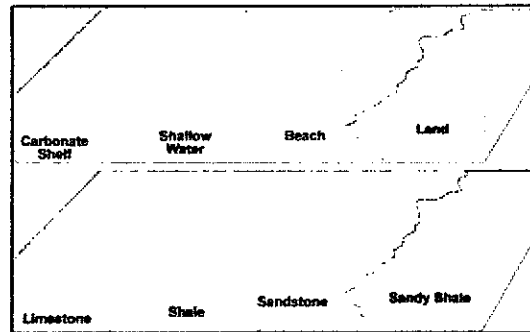


Figura 39: Facies y Cambio de Facies.
Fuente: Petroskills.

2.2.4.10 Porosidad

El gas libre puede estar almacenado en la porosidad de matriz, en la microporosidad en granos minerales y material orgánico, o en fracturas (Figura 40). La porosidad y permeabilidad pueden variar con la mineralogía y la generación. Los valores de porosidad en yacimientos arcillosos están típicamente en valores de 2 a 15 %.

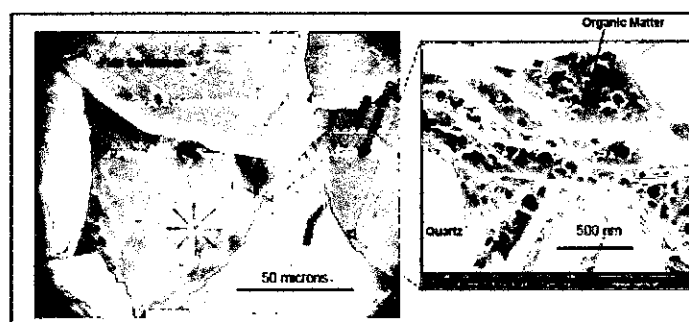


Figura 40: Porosidad en shale plays
Fuente: SPE 115258

La porosidad y permeabilidad pueden variar con la mineralogía y la generación. Los valores de porosidad en yacimientos arcillosos están típicamente en valores de 2 a 15 %. La capacidad de adsorción es el principal mecanismo de almacenamiento en los yacimientos arcillosos someros y la porosidad (de matriz y

fractura) se vuelve más importante en yacimientos arcillosos profundos. En Barnett el 50% o más del gas almacenado in situ está en la porosidad de matriz. La porosidad y la permeabilidad son más altas en lutitas ricas en cuarzo detrítico que en cuarzo biogénico.

La presencia de diatomeas preservadas en la lutita puede ayudar al almacenamiento como en el caso de Haynesville y Monterrey. Una alta madurez termal reduce el volumen de material orgánico y ayuda a la creación de espacio poroso adicional. La determinación de la porosidad, particularmente la medición del tamaño de poro, la cual requiere una identificación precisa de la densidad de grano proveniente del análisis mineralógico, es especialmente difícil en rocas de grano fino. Esta propiedad es importante al momento de calcular reservas. Por ello, hay que tener en cuenta que una pequeña variación de la porosidad en áreas tan extensas como suelen ser los yacimientos de shale, generaría una variación significativa en el resultado de volumetrías, y por lo tanto en el potencial del reservorio.

Al igual que la permeabilidad, las metodologías de esta propiedad varían según el laboratorio. Se han encontrado diferencias de más del 100% para una misma muestra, poniendo en duda los resultados obtenidos. La principal variación se debe a la metodología de extracción de los fluidos para el cálculo de porosidad total (Dean-Stark vs. retorta, Handwerger et al. 2012).

En Figura 41 se muestran los fluidos que ocupan la porosidad total y porosidad efectiva, junto a todos los componentes de un shale genérico. La variación en los datos de porosidad obtenidos a partir de las muestras de roca afecta directamente sobre los posibles ajustes en los cálculos de porosidad a partir del perfil de densidad. Por lo cual, la incertidumbre en el dato genera una mayor en el cálculo a partir de perfiles. Dejando de lado la variación en los resultados, los valores de porosidad total para este tipo de reservorios se encuentran entre el 3% y 12% y se reconocen cuatro tipos de poros: de matriz ($< 3 \mu\text{m}$), nanoporosidad en la materia orgánica ($< 1 \mu\text{m}$), intragranular o intrapartícula ($< 10 \mu\text{m}$), e intergranular o interpartícula ($< 10 \mu\text{m}$). La porosidad total presenta una tendencia creciente hacia zonas más ricas en materia orgánica y en arcillas (que suelen estar, a su vez, asociados).

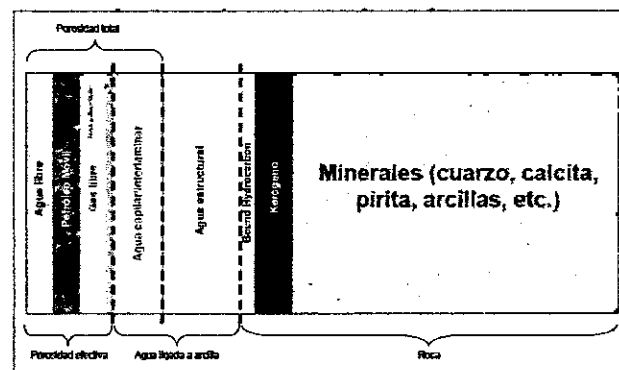


Figura 41: Fluidos y porosidades presentes en un shale.

Fuente: SPE, 2013

2.2.4.11 Permeabilidad

La permeabilidad en las lutitas es función del tipo de arcilla, tipos de muestras (núcleos, recortes y muestras trituradas), porosidad, presión de poro y presión de confinamiento. La permeabilidad es la propiedad física que afecta más al perfil de producción. El drenaje del gas es dependiente del grado de permeabilidad de la lutita, la presencia y extensión de la permeabilidad entre laminaciones y la eficiencia del fracturamiento inducido.

Por lo general una alta permeabilidad de matriz resulta en una alta tasa de difusión, permite fracturar más a la lutita e incrementa la producción y el radio de drenaje. La evidencia empírica de estudios en arcillas sugiere que la baja permeabilidad restringe fuertemente a la producción económica en las mismas, eso sin tener en cuenta la calidad de la terminación ni el contenido de gas. Con lo que se establece un mínimo de 100 nanodarcies. Los reservorios de shale presentan como una de sus características principales rocas de muy baja permeabilidad (del orden de los nanodarcies).

Esto genera que las metodologías utilizadas para reservorios convencionales sean difíciles de aplicar y costosas debido al tiempo que toman. Es por ello que muchos laboratorios en el mundo se encuentran desarrollando diferentes técnicas que aún no se encuentran estandarizadas, significando diferencias en los resultados para una misma muestra. Los estudios de permeabilidad se basan en la medición de la misma a partir de una muestra sometida a una presión variable en el tiempo.

El Pulse Decay es el método convencional aplicado a plugs de rocas de muy baja permeabilidad. Este ensayo toma varios días de uso de equipo de laboratorio, generando un alto costo. Es principalmente por ello que se encuentran estudios alternativos como el Pressure Decay que se basa en la medición sobre la muestra molida a un tamaño mayor a la de grano, disminuyendo notablemente los tiempos de estudio. Además, se considera que el molido de la roca elimina las microfracturas inducidas por la perforación, que alterarían las mediciones.

La metodología utilizada es confidencial y no necesariamente la misma en distintos laboratorios, por lo cual, el resultado suele ser diferente para una misma muestra. De hecho, se han encontrado diferencias de hasta un orden de magnitud entre los resultados de dos grandes laboratorios, defendiendo cada cual su metodología y resultados (Spears et al. 2011, Suarez-Rivera et al. 2012). La discusión se enfoca en cuál es la utilidad del dato de permeabilidad en este tipo de roca, en donde los valores pueden no alcanzar el microdarcy (0,01 μ D - 0,5 μ D).

Las diferencias de permeabilidad dentro de una columna o incluso en una misma área pueden producir diferencias en la producción, existiendo teóricamente un umbral a partir del cual la permeabilidad no es suficiente para que el fluido se mueva. Dicho umbral variaría dependiendo del tipo fluido, que tiene asociado el denominado Free Path, que corresponde al mínimo tamaño que debe tener la garganta poral para que una molécula pueda desplazarse a través de ella. Para líquidos, el Free Path es aproximadamente el diámetro de la molécula.

2.2.4.12 Saturación de agua

Este parámetro es muy difícil de medir en las lutitas. La saturación de gas inicial en yacimientos de lutitas productivos es típicamente alta, mientras que en la saturación inicial de agua es generalmente baja, por debajo del 30%. Las lutitas ricas en materia orgánica y muy bajo contenido de agua como Bakken, Marcellus, Lewis y Barnett producen muy poca o nada de agua. Este parámetro se obtiene utilizando el método de Dean-Stark en muestra triturada (proceso lento basado en la lixiviación con solvente) o a partir de retorta (evaporación del fluido poral, más rápido, Figura 42). No presenta gran diferencia con respecto a los procedimientos estándar, excepto en la

molienda de la muestra y la característica no convencional de la roca. Al igual que en los parámetros anteriores, se identifican diferencias entre los laboratorios, asociadas a las diferencias entre las dos metodologías mencionadas.

Se ha observado un buen ajuste entre los datos de laboratorio y la curva calculada con el modelo de Archie. Cabe recordar que este modelo está propuesto para arenas limpias, por lo tanto los resultados se deben tomar como un dato cualitativo, de tendencia y relativo, y no debería utilizarse para cálculos volumétricos.

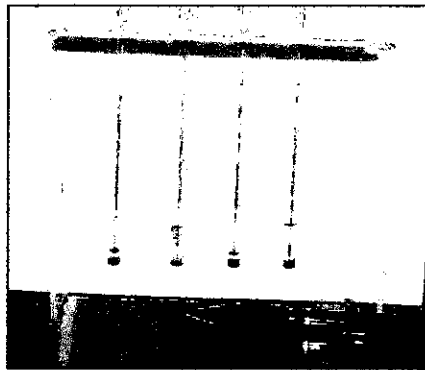


Figura 42: Retorta obtenida en muestras de shale oil

Fuente: SPE, 2013.

2.2.4.13 Densidad de grano

Este es un parámetro muy importante ya que el kerógeno tiene una fuerte influencia en la densidad total de la roca, disminuyéndola a mayores contenidos del mismo, comparados con similares shales con poco kerógeno. Como se dijo previamente, la densidad de grano se utiliza para la calibración de la porosidad a partir del perfil de densidad. Es por esta razón que las variaciones entre laboratorios (asociadas a diferencias en el procedimiento) repercuten en la densidad de grano a utilizar en los cálculos y por ende en los cálculos volumétricos. A mayor detalle de su variación, se logrará obtener una curva de densidad variable que permitirá un cálculo más aproximado con el perfil de densidad. Una forma alternativa de obtener este parámetro es a partir de estudios de Difracción de Rayos X (DRX), Fluorescencia de Rayos X (FRX) o Fourier Transform Infrared Spectroscopy (FTIR). Para complementar los estudios se utilizan medidas independientes de TOC que permiten estimar la densidad de grano. Los perfiles mineralógicos, una vez calibrados

correctamente, devuelven una curva de densidad de grano que puede ser utilizada para la porosidad y cálculos petrofísicos. Esto podría reemplazar la necesidad de realizar estudios sobre muestras de roca, disminuyendo los costos asociados a un pozo.

En relación a los estudios petrográficos incluyen descripción de testigos corona (perfil litológico) y de cortes delgados, DRX, FRX y Microscopía electrónica de barrido (Scanning Electron Microscopy, SEM). Los estudios de DRX son fundamentales para conocer la mineralogía. El estudio se puede realizar sobre cualquier muestra de roca (testigos rotados, coronas y cutting). Para este tipo de reservorio, la cantidad y tipo de arcilla es uno de los resultados más importantes del DRX. Este grupo de minerales le confiere a la roca portadora una alta ductilidad, y a su vez, el tipo de arcilla una sensibilidad a los fluidos que resultan fundamentales al momento de planificar el fluido a utilizar durante las fracturas durante la completación del pozo. Sin embargo, hay varias metodologías diferentes dentro del DRX (diferentes barridos) que dan como resultado valores de arcilla variables. Esto debe considerarse al momento de evaluación a fin de no subestimar o sobreestimar dicho componente. Además existe una relación directa entre cantidad de arcilla y TOC, dándose alto TOC en zonas de mucha arcilla. Adicionalmente debido al tamaño de los poros en los shales, se utiliza el SEM para determinar los tipos de porosidad presentes. Esta herramienta permite visualizar con detalle las arcillas de una muestra de roca, la materia orgánica presente y el tipo y tamaño de poros (Figura 43).

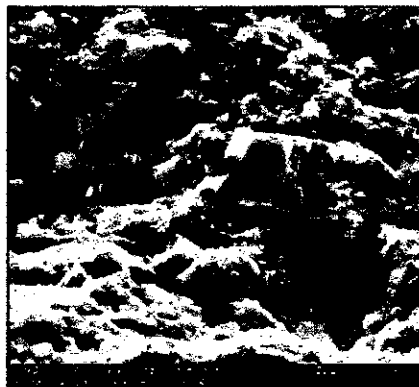


Figura 43: Ejemplo de imagen obtenida a partir del SEM.
Fuente: SPE, 2013.

La descripción de cortes delgados complementa los estudios anteriores permitiendo identificar materia orgánica, cantidad y tipos de fósiles, presencia de laminación, composición (Figura 40), y a su vez facilita la selección de muestras para

el SEM. En la figura 44 se muestra un ejemplo de cortes delgados donde: a) Laminación bien definida en un mudstone calcáreo, b) Fósiles (radiolarios) reemplazados por cuarzo microcristalino.

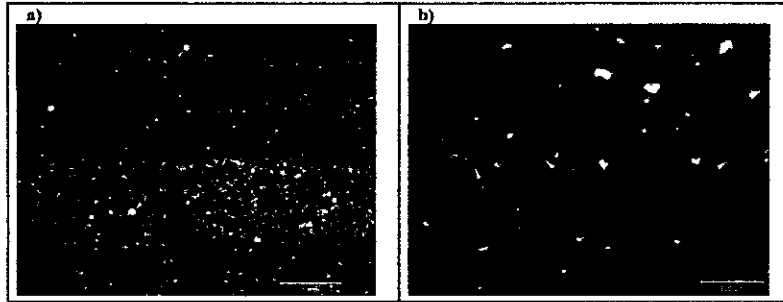


Figura 44: Cortes delgados.

Fuente: SPE

Los resultados de DRX, SEM y cortes delgados son utilizados para calibrar el perfil mineralógico. En el caso de que se haya realizado un Rock Typing, estos resultados sirven para convertir las facies basadas en perfiles a litofacies con respaldo petrográfico y litológico. La descripción de la corona permite identificar densidad, tipo y disposición de fracturas naturales o inducidas. La densidad y tipo de fracturas naturales son complementarios para el diseño de la estimulación, permitiendo identificar zonas frágiles no detectables con los perfiles eléctricos. A su vez, el tipo, disposición y, cuando se observa, su relleno, sirven para determinar cuál fue el origen de las fracturas presentes (Figura 45). En la figura 45 se muestra fotografías de coronas con fracturas generadas durante la expulsión del hidrocarburo. a) Intensa laminación en el 2/3 inferior de la corona. Fracturas naturales subverticales y subparalelas de hasta 1 mm de ancho rellenas parcial o totalmente con calcita, yeso, pirita y bitumen. b) fractura subvertical de 1,6 mm de ancho con poros de hasta 0,3 mm de diámetro.

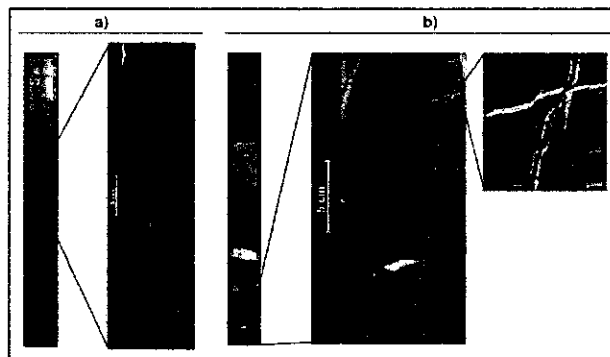


Figura 45: Muestras de coronas con fracturas.

Fuente: SPE

2.2.4.14 Presión de Poro

Los sistemas de lutitas productoras de gas pueden ser sobre presurizados, subpresurizados o normales. Los beneficios de tener altas presiones en el yacimiento son un mayor volumen de gas almacenado en un volumen dado de arcilla, también permite el fracturamiento a bajas presiones debido al reducido esfuerzo efectivo y mantiene abiertas las fracturas naturales e inducidas durante la producción inicial. cuando la producción disminuye debido a la producción, el gas adsorbido es desorbido de la superficie interna de los microporos y junto con el gas libre almacenado en los microporos, se difunde y fluye a través de la matriz dentro de la red de fracturas, en donde se dirigirá hacia los pozos. En la figura 46 se muestra la relación presión y temperatura de algunas formaciones productoras de shale.

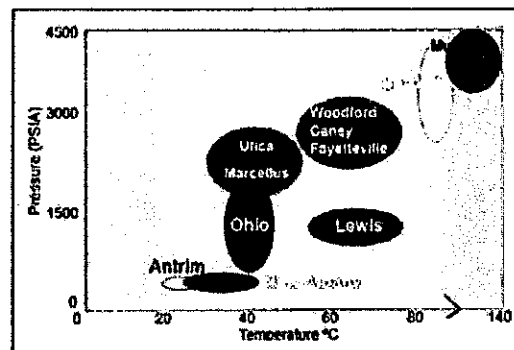


Figura 46: Rangos de Presión y Temperatura de yacimientos de shale
Fuente: SPE, 2013.

2.2.4.15 Área Prospectable

El área prospectiva contiene la mayor calidad de los recursos de shale gas y, en general, cubre menos de la mitad de la superficie de la cuenca. Ésta área contendrá una serie de zonas de calidad de shale gas, unas que estén favorecidas geológicamente y tengan altos recursos concentrados de shale gas las cuales se ubicarán en el “núcleo del área” y otras series de menor calidad y de menor concentración de los recursos de shale gas ubicadas en áreas de extensión. Para definir las áreas prospectivas en las cuencas consideradas potenciales para el desarrollo de Shale gas, es necesario tener en cuenta las zonas que contiene la mayor calidad de los recursos de shale gas y, que en general, cubren menos de la mitad de la superficie de la cuenca. Ésta área prospectable contendrá una serie de zonas de calidad de shale gas, unas que estén favorecidas geológicamente y tengan altos recursos concentrados de shale gas las

cuales se ubicarán en el “núcleo del área” y otras series de menor calidad y de menor concentración de los recursos de shale gas ubicadas en áreas de extensión.

2.2.4.16 Profundidad

El criterio de la profundidad para el área prospectiva es superior a 1000 metros, pero menor a 5000 metros. Zonas menores a 1000 metros tienen una menor presión y más baja concentración de gas. Además, formaciones de shale gas poco profundas tienen más riesgo de tener mayor contenido de agua en sus sistemas de fractura natural. Zonas más profundas de 5000 metros tienen riesgo de reducir la permeabilidad, mayor perforación y costos de desarrollo.

2.2.4.17 Espesor económico

Dado que estos reservorios presentan muy bajos Factores de Recobro (baja calidad petrofísica), precisan de espesor (>30 m) y disposición real (nivel cuenca) suficientes para alcanzar volumen de hidrocarburo in situ considerable para que sea económico.

2.2.4.18 Fragilidad

La fragilidad es la habilidad de la roca para fracturarse. Esta propiedad está relacionada con la composición mineralógica, la resistencia de la roca, la textura, la fábrica de la roca, el esfuerzo efectivo, la temperatura, el tipo de fluido, la diagénesis, el TOC y la historia del sepultamiento. La fragilidad incrementa con el porcentaje de cuarzo y/o carbonatos y cuando disminuye el contenido de arcilla. El índice de fragilidad (BI), el cual es un elemento esencial en el modelo de caracterización para derivar información petrofísica a partir de registros; es un indicador cuantitativo de que tan fácilmente falla la formación sujeta a esfuerzo. El índice de fragilidad determinado en el modelo petrofísico es usado en la selección del fluido fracturante y en la creación del diseño de terminación. Este índice es función del módulo de Young y de la relación de Poisson; la fragilidad incrementa cuando incrementa el valor de módulo de Young y disminuye el valor de la relación de Poisson y sirve como una guía para la ubicación de las perforaciones, puntos de aislamiento y etapas de fractura. El modelo petrofísico usa los datos derivados de fragilidad en núcleos para calibrar la fragilidad derivada de registros.

Según incrementa la fragilidad, la complejidad de la geometría de fractura será mayor. En general las arcillas ricas en cuarzo, promueven la creación de sistemas ramificados, mientras que en las lutitas ricas en contenido de arcillas como muchas lutitas del cretácico. Son más plásticas (dúctiles), absorben mayor energía, requieren altas presiones de fractura y favorecen las fracturas en un solo plano. Este último tipo de lutitas constituyen buenas barreras de fractura y roca sello.

2.2.4.19 Dureza

El número de la dureza de Brinell (BNH) es una medición de laboratorio de la resistencia a la tensión, específicamente la resistencia a la indentación que es aplicada a los núcleos de arcilla, primeramente como un indicador de del potencial de empotramiento del apuntalante. El BHN provee un parámetro de comparación de lutitas. El índice es determinado antes y después del tratamiento en un núcleo, para determinar el efecto del fluido en la integridad de la roca. La química del fluido de perforación así como el tiempo de la formación al mismo, también impactan en la resistencia de la roca. El reblandecimiento de la lutita puede causar un significativo daño a la formación causado por el empotramiento del apuntalante o el cierre de las fracturas. El grado de reblandecimiento de la lutita varía con diferentes fluidos, por ende el objetivo es elegir un fluido fracturante que no cause la reducción del BHN o modificar la salinidad para reducir el efecto de reblandecimiento de la cara de fractura. Las formaciones arcillosas pueden variar ampliamente en dureza, las diferencias guardan relación con la mineralogía y el TOC. Las arcillas suaves requieren mayor concentración de apuntalante para mantener la conductividad de fractura. El número de Brinell también es usado para optimizar la perforación, el posicionamiento de pozos, la cementación y el diseño de fractura, incluyendo la geometría de fractura y la anchura, el fluido y las propiedades del apuntalante.

2.2.4.20 Geomecánica

Los análisis geomecánicos de núcleos, recortes y muestras de afloramientos es un aspecto integral y esencial de la caracterización. Los objetivos primarios de este análisis son determinar el volumen, el tipo y la madurez del material orgánico contenido y si este es capaz de generar hidrocarburos, el tipo de hidrocarburos y la naturaleza y el origen del gas producido.

Diferentes métodos de laboratorio con la medición del TOC, la pirolisis, la reflectancia de la vitrinita son usadas para evaluar el potencial generador de hidrocarburos, el tipo de materia orgánica presente, la madurez termal de los sedimentos y los hidrocarburos que pueden ser generados. La amplia gama de estudios geomecánicos tienen diversas aplicaciones, aunque las principales se enfocan en dar parámetros para analizar estabilidad de pozos y diseños de fractura.

A continuación se listan los principales estudios disponibles y los parámetros que de ellos se obtienen:

- Scratch Testing - Unconfined Compressive Strength (UCS): módulo de Young, relación de Poisson, módulo de cizalla y de rigidez.
- Ensayo triaxial: módulo de Young y relación de Poisson perpendicular y paralelo a la estratificación (vertical y horizontal).
- Análisis de propiedades anisotrópicas a partir de ensayos compresivos multistage: presión efectiva de confinamiento, módulo de Young, de cizalla y relación de Poisson paralelo y perpendicular a la estratificación.
- Indirect Tensile Strength (Método Brazilian): producción de sólidos y modelos de flowback.
- Fracture Toughness: resistencia al fracturamiento para el diseño de la estimulación.
- Empotramiento y crushing de agente sostén (Proppant Embedment Test): conductividad vs. estrés de cierre (de la fractura) y porcentaje de empotramiento y crushing (rotura del agente sostén).

El campo de la geomecánica es uno de los más complejos debido a la cantidad de información disponible y su difícil interpretación. Es importante entender cómo se comportan las distintas propiedades en las tres direcciones. Los valores de estrés y anisotropía que se obtienen ayudan en el diseño de los pozos (sobre todo horizontal o de alto ángulo), permitiendo seleccionar las direcciones más estables complementadas con el perfil de imagen y resultados de microsísmica de pozos cercanos.

También permiten inferir las direcciones predominantes por las cuales se van a extender las fracturas durante la estimulación, e inferir la geometría que presentarán. También se obtienen relaciones de Poisson y módulos de Young que ayudan a comprender las diferencias de fragilidad y ductilidad, identificando las zonas de alto contraste que podrían afectar el desarrollo de las fracturas, buscando como objetivo el crecimiento de fracturas en todas las direcciones. A su vez, estos parámetros son muy útiles para diseñar las zonas de iniciación de fracturas; se considera conveniente iniciar en zonas frágiles que necesitan menor energía y permiten una mejor propagación.

Estos módulos se complementan con el Fracture Toughness, que brinda información sobre la resistencia al fracturamiento. Por último, el análisis de empotramiento permite simular en el laboratorio el comportamiento del agente sostén empleado en la fractura una vez dentro de la formación. Con ella se obtienen valores de conductividad hidráulica, pérdida de espesor de la fractura por empotramiento y el estudio se complementa en medir cuánto material fino se genera a partir de la rotura del agente sostén, equivalente a pérdida de conductividad y porosidad. Es recomendable realizar la prueba utilizando diferentes agentes sostén (tipo y tamaño) por tipo litológico con el fin de optimizar el diseño de fractura y la productividad del pozo.

2.3 Cuencas de Shale gas en EUA

El Shale gas está presente en gran parte del territorio norteamericano. Las formaciones Shale más activas hasta el momento y las más desarrolladas son:

- Barnett.
- Haynesville.
- Bossier.
- Antrim.
- Fayetteville.
- New Albany.
- Marcellus.

La tabla 2 muestra ciertas características petrofísicas importantes de las principales formaciones de shale gas en EE.UU. En la figura 47 se observa que estas formaciones se encuentran a lo largo del territorio estadounidense y teniendo en cuenta la tabla 2 se concluye que las cuencas más activas en EUA hasta la fecha son Barnett, Haynesville/Bossier, Antrim, Fayetteville, Marcellus y New Albany. Cada una de estas cuencas son diferentes y cada una tiene un criterio de retos en exploración y explotación. Debido a esas diferencias, el desarrollo de yacimientos de Shale gas en cada una de esas áreas muestra retos potencialmente únicos. Por ejemplo en Antrim y New Albany hay yacimientos someros que producen grandes cantidades de agua, más que en las otras cuencas. El desarrollo de Fayetteville ocurre en áreas rurales del norte de Arkansas, mientras que el desarrollo de Barnett se enfoca en el área de Forth Worth, Texas, en un ambiente urbano y suburbano.

Formación	Barnett	Fayetteville	Haynesville	Marcellus	Woodford	Antrim	New Albany
Área estimada (millas cuadradas)	5000	8000	9000	95000	11000	12000	43500
Profundidad (ft)	8500-8500	1000-7000	10500-13500	4000-6500	8000-11000	600-2200	500-2000
Espesor neto (ft)	100-800	20-200	200-300	80-200	120-220	70-120	90-100
TOC (%)	4-5	4.0-4.8	0.5-4.0	3-12	1-14	1-20	1-25
Porosidad total (%)	4-6	2-8	8-9	10	3-9	9	10-14
Contenido de gas (scf/ton)	300-350	80-220	100-330	80-100	200-300	40-100	40-80
Producción de agua (bbls/dia)	—	—	—	—	—	5-600	5-500
Espectro de pozos (acres)	80-190	80-150	40-600	40-150	640	40-160	80
OGIP (TCF)	327	52	717	1500	23	78	180
Recursos técnicamente recuperables (TCF)	44	41.8	251	292	11.4	20	19.2

Tabla 2: Principales características de los shales más activos en EUA

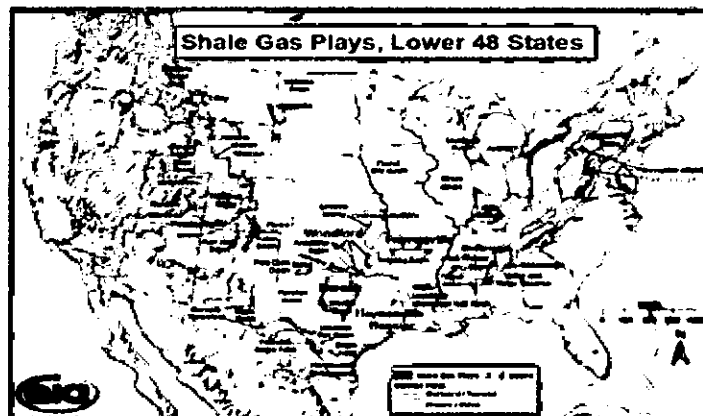


Figura 47: Mapas de EUA donde se muestran las diferentes formaciones de shale.

Fuente: EIA, 2011.

2.3.1 La formación de Shale de Barnett

El interés en el desarrollo de los yacimientos de Shale comenzó hace 30 años y su mejor representación se encuentra en el éxito alcanzado en la cuenca de Shale de Barnett, en Texas. La cuenca de Barnett es un enorme yacimiento de gas natural que comprende una superficie de 5000 millas cuadradas y se extiende por 17 condados de la cuenca de Fort-Worth, Texas. Esta capa de sedimentos ricos en materia orgánica tiene un espesor entre 100 y 600 ft. Los expertos creen que la cuenca de Barnett es uno de los mayores campos de gas en los Estados Unidos, ya que contiene unos 44 TCF de recursos recuperables de gas natural. La empresa Mitchell Energy perforó el primer pozo en esta cuenca en 1981.

La técnica de fracturamiento hidráulico a gran escala se empleó por primera vez en la cuenca de Barnett en 1986; asimismo, la primera perforación horizontal se realizó en 1992. En la actualidad, hay más de 10000 pozos de gas natural en la cuenca de Barnett, que es el mayor campo de producción activo en los Estados Unidos, y produce actualmente más del 6 % de la producción de gas natural en EEUU. Varios factores son responsables del auge en la perforación que ha ocurrido desde entonces, incluyendo el uso de pozos horizontales, que ahora representan aproximadamente el 25% más que todos los pozos perforados (verticales y direccionales) hasta la fecha (más del 90% de los nuevos pozos), la aplicación de la estimulación por fracturamiento hidráulico, es más costosa pero más efectiva que el fracturamiento convencional. Esta expansión continúa hacia el oeste, con más de 100 empresas implicadas. En la cuenca de Barnett Shale se halló gas seco.

La mayoría del gas que existe en el espacio poroso es gas libre en lugar de adsorbido en la roca, y los pozos muestran una disminución normal de la producción. En muchos lugares, la cuenca de Barnett Shale contiene algunas fracturas naturales abiertas, por lo tanto, se considera fracturable en los lugares de la fractura natural, por lo tanto, casi todos los pozos se estimulan con fracturamiento. Barnett Shale se encuentra a profundidades de 6500 a 8500 ft, y el costo de la perforación vertical de cada pozo oscila entre los 700000 mil y 2 millones de dólares.

Los pozos horizontales con longitudes laterales que van desde 500 a 3500 pies, que cuestan aproximadamente el doble que los pozos verticales, pero sus recuperaciones son de 2 a 4 veces las de un pozo vertical. Las tasas iniciales de gas de los pozos horizontales suelen oscilar entre 1 a 3 MMscf/día, y sobre la base de un pozo de 10 a 20 años de vida.

2.3.1.1 Escenario geológico

Barnett es una formación situada en Mississippi a una profundidad de 6500-8500 ft. Abarca de 10-15 condados en la cuenca del norte de Fort-Worth de Texas. La figura 45 muestra la estratigrafía de la cuenca de Forth-Worth. Mientras se dirige al noreste de la formación, Barnett se divide en superior e inferior, debido a la formación de caliza de Forestburg. La mayor parte del desarrollo se ha centrado en Barnett inferior. Otras formaciones clave para tener en cuenta son la roca caliza Marble Falls y la roca caliza Viola, que proporcionan las barreras superior e inferior para Barnett, y la formación Ellenburger que es un acuífero.

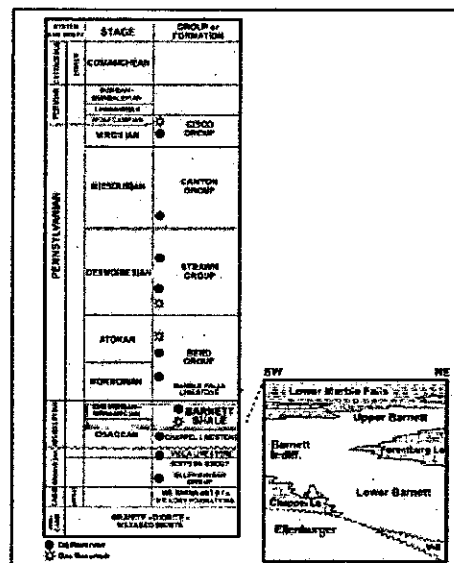
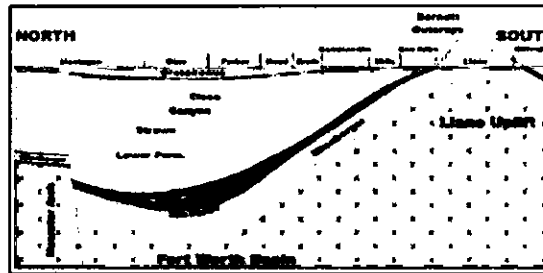
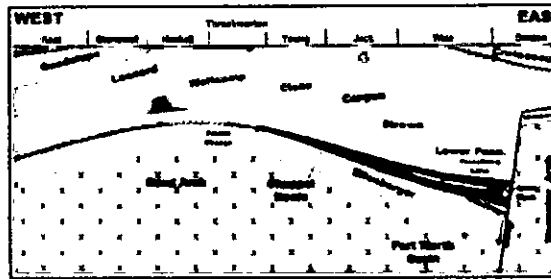


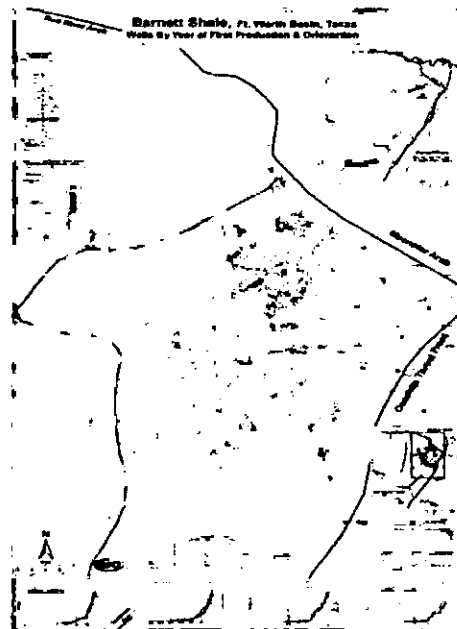
Figura 48: Columna estratigráfica de la Cuenca Fort-Worth.

Fuente: EIA, 2011.

Las figuras 49 y 50 muestran las secciones transversales este-oeste y norte-sur de la cuenca Fort Worth. La formación tiene más espesor y se profundiza hacia el norte y el este. En su parte más gruesa (al sur del Arco de Muenster), con 1.000 ft de espesor, y se adelgaza a 30 a 50 ft de espesor, que se dirige al sur.



Teniendo en cuenta estos dos factores, es fácil entender por qué la industria decidió desarrollar la esquina noreste de Barnett (figura 51), sobre todo porque la formación estaba siendo desarrollada exclusivamente con pozos verticales en el pasado.



Varias características de los Shale de Marcellus de este a oeste y de norte a sur son:

- El lado oeste tiene un alto contenido orgánico, pero es menos profundo y más delgado. Aquí es donde la producción histórica ha tenido lugar.
- El lado este es más profundo y más grueso, con un mayor contenido de cuarzo (más frágil), pero tiene un menor contenido de materia orgánica.

Una pregunta es si las fracturas en varias etapas del pozo horizontal puede aumentar el potencial de gas de la parte más profunda y gruesa del este. La parte norte es levemente geopresurizada. La parte sur es despresurizada. Es ampliamente aceptado que la parte sur esta naturalmente fracturada, pero algunos han cuestionado la extensión de la fractura natural en la región norte, aunque otros sugieren que la fractura natural está presente en ambas áreas. De acuerdo con la Independent Oil y la Asociación de Gas del oeste de Virginia, en 2006 se han usado fluidos fracturantes como: gas nitrógeno, espuma de nitrógeno, y slickwater. El sistema de fracturamiento slickwater fue inicialmente desarrollado para Barnett. A principios de 1997, Mitchell Energy intentó el primer fracturamiento slickwater. Se utilizaron 800.000 galones de agua junto con 200.000 libras de arena.

El fracturamiento Slickwater requiere mucha más agua que un fracturamiento hidráulico típico en una arena normal. Este tipo de fracturamiento ha demostrado ser un sistema eficaz en Barnett y se está ampliando en Haynesville, Marcellus, Woodford, y Fayetteville. De acuerdo con Schlumberger, la técnica slickwater (un fluido de baja viscosidad a base de agua y propante) es más comúnmente utilizada en Shale de alta presión, mientras que los fluidos de fracturamiento espuma de nitrógeno comúnmente se le inyecta a Shale someros de baja presión. Una amplia gama de recursos se han experimentado con pozos horizontales en Barnett con slickwater que, si bien es más caro, se espera que aumente considerablemente la productividad de los pozos de Marcellus. Pero según Jeff Ventura, director de operaciones con recursos Gama, el fracturamiento slickwater no es óptimo en la zona sur debido a la baja presión. Cabot Oil and Gas informó recientemente que en varios pozos en el norte de Marcellus, la estimulación slickwater fue más eficaz que el fracturamiento con nitrógeno en secciones de mayor presión.

2.3.3 La formación de Shale de Fayetteville

Situado en la cuenca de Arkoma (figura 53) en el norte de Arkansas y el este de Oklahoma tiene una profundidad entre 1000 y 7000 pies. Es una Shale de la edad del mississippiano y limitado suprayacentemente por la limolita de Pitkin y subyacente por la arenisca de Batesville (figura 54).

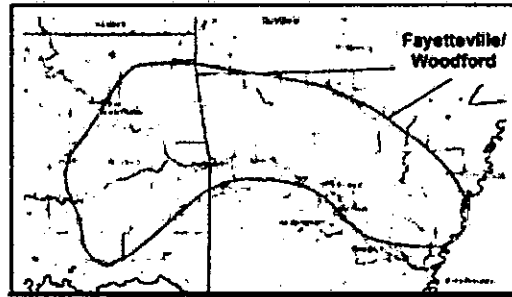


Figura 53: Cuenca de Arkoma, Shale de Fayetteville
Fuente: EIA, 2009

El desarrollo de Fayetteville comenzó en el 2000, cuando compañías de gas que tenían experiencia en Barnett, identificaron similitudes entre las cuencas con respecto la edad del mississippiano y características geológicas. Las lecciones aprendidas de perforación horizontal y técnicas de fracturamiento empleadas en Barnett, se adaptaron a Fayetteville y fueron exitosas. Entre el año 2004 y 2007 el número de pozos de gas perforados por año en esta formación salto de 13 a más de 600, y la tasa de producción aumento a más de 100 MMCF/año a aproximadamente 88,85 BCF/año.

Period		Group/Unit	
CARBONIFEROUS	Pensylvanian	Aroka	
		Halo	Prairie Grove
			Cane Hill
	Mississippian	(IMO)	
		Pitkin	
		Fayetteville	
		Batesville	
		Moorefield	

Figura 54: Estratigrafía de la Shale Fayetteville.
Fuente: EIA, 2009.

Con más de 1000 pozos en producción hasta la fecha, Fayetteville está encaminado de ser una de las formaciones Shale más activas en EUA. El área de la formación es casi el doble que la de Barnett (9000 millas cuadradas), con un espaciamento de pozo entre 80 a 160 acres, y un espesor neto entre 20 y 200 pies. El contenido de gas ha sido medido entre 60 a 220 SCF/ton mucho menos que el contenido de gas en Barnett. El gas in-place se estima en 52 TCF y con recursos técnicamente recuperables de 41,6 TCF.

2.3.4 La formación de Shale de Haynesville

También conocida como Haynesville/Bossier está situada al norte de Lousiana y al este de Texas en la cuenca Salt, con rango de profundidades de 10.500 a 13.500 pies (figura 55). Haynesville pertenece al jurásico alto, limitada encima por el grupo de arenisca de Cottom Valley y por debajo con la limolita Smackover (figura 56).

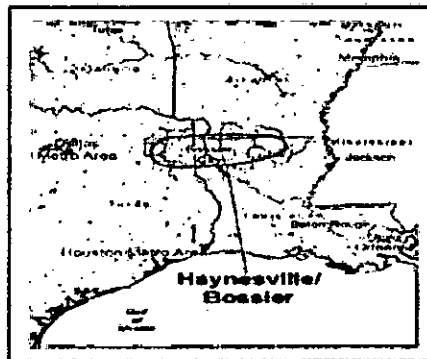


Figura 55: Cuenca de Salt, Shale de Haynesville
Fuente: EIA, 2009.

En el año 2007 después de varios años de perforación y de pruebas, Haynesville marco tendencias de que tenía cantidades significantes de gas, por lo que el desarrollo principal se dio a conocer después de muchos años de desarrollo. Esta cubre un área de aproximadamente 9000 millas cuadradas con espesor entre 200 y 300 pies, estas características de volumen del yacimiento, ha hecho que los operadores hagan espaciamentos de 40 a 560 acres por pozo. El contenido de gas se estima de entre 100 y 330 SCF/ton. Tiene un OGIP estimado de 717 TCF y recursos técnicamente recuperables de 251 TCF.

Period	Group/Unit
Cretaceous	Navarro
	Taylor
	Austin
	Eagle Ford
	Tuscaloosa
	Washita
	Fredericksburg
	Trinity Group
	Nuevo Leon
	Cotton Valley Group
Jurassic	Upper Haynesville
	Smackover
	Norfolk
	Middle Laramie
Triassic	Lower Werner
	Upper Eagle Mills

Figura 56: Estratigrafía de la Shale Haynesville.
Fuente: EIA, 2009.

2.3.5 La formación de Shale de Woodford

Localizado en el sur de Oklahoma, tiene un rango de profundidades de 6000 a 11.000 pies (figura 57). Esta formación pertenece a la edad del devoniano limitada en la parte superior por la limolita de Osage y un estrato no identificado por debajo (figura 58).

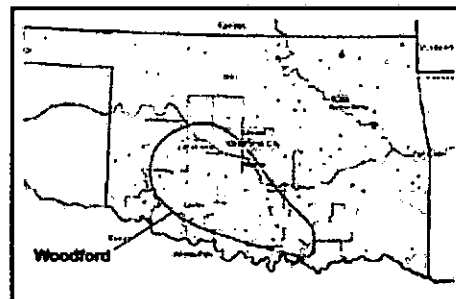


Figura 57: Cuenca de Anadarko, Shale de Woodford
Fuente: EIA, 2009.

Period		Group/Unit	
Permian	Ochoan	Cloyd Chief Fm	
	Gnadaupian	White Horse Grp	
		El Reno Grp	
	Leonardian	Enid Grp	
	Wolfcampian	Chase Grp	
		Council Grove Grp	
Penn.	Admire Grp		
	Atokan	Atoka Grp	
	Morrowan	Morrow Grp	
Mississippian	Chesterian	Chester Grp	
	Meramecian	Miss Line	Meramec Line
	Osagean		Osage Line
	Kinderhookian		
	Devonian	Woodford Shale	
Upper		Undifferentiated	
Middle			
Lower		Hinton Grp	Haragan Fm Henryhouse Fm

Figura 58: Estratigrafía de la Shale Woodford.
Fuente: EIA, 2009.

La producción de este empezó entre 2003 y 2004 con completamientos de pozos verticales. Como en toda formación productora de Shale se adaptó la perforación horizontal proveniente de Barnett. Woodford tiene un área de aproximadamente 11.000 millas cuadradas de área, y se encuentra en una etapa temprana de desarrollo con un espaciamento de 640 acres por pozo. El espesor varía entre 120 a 220 pies a través de la formación. El contenido de gas es alto con respecto a otras formaciones productoras con un rango de 200 a 300 SCF/ton. El OGIP es de 23 TCF mientras que los recursos técnicamente recuperables se estiman en 11,4 TCF.

2.3.6 La formación de Shale de Antrim

Localizado en la península de Michigan en la cuenca de Michigan (figura 59). Esta Shale de la edad del devoniano está limitada por la Shale de Bedford por encima y por debajo por la limolita de Squaw Bay y se encuentra a profundidades de 600 a 220 pies de profundidad, que es más típico entre formaciones de CBM que en Shales (figura 60).



Figura 59: Cuenca de Michigan, Shale de Antrim
Fuente: EIA, 2009.

Period		Formation
Quaternary	Pleistocene	Glacial Drift
Jurassic	Middle	Iron Formation
Pennsylvanian	Late	Grand River Formation
	Early	Saginaw Formation
Mississippian	Late	Parma Formation
		Bayport Limestone
		Michigan Formation
	Early	Marshall Sandstone
		Coldwater Shale
Devonian	Late	Sunbury Shale
		Ellsworth Shale
		Berea Sandstone
		Bedford Shale
		Upper Member
		Lachue Member
		Paxon Member
		Norwood Member
		Squaw Bay Limestone

Figura 60: Estratigrafía de la Shale Antrim.
Fuente: EIA, 2009.

Al lado de Barnett, Antrim ha sido una de las formaciones más activas, teniendo su mayor expansión hacia el año 1980. Tiene un área de 12.000 millas cuadradas y es caracterizada por distintas diferencias con respecto a otras formaciones: profundidades someras, espesores estratigráficos delgados con rangos de 70 a 120 pies, y grandes volúmenes de producción de agua (5 a 500 Bb/día/pozo). El contenido de gas oscila entre 40 y 100 SCF/ton. Allí hay un OGIP estimado de 76 TCF con recuperables de 20 TCF. El espaciamiento de pozos está entre 40 y 160 acres por pozo.

2.3.7 La formación de Shale de New Albany

Localizada en la cuenca de Illinois, donde su área toca los estados de Illinois, Indiana y Kentucky (figura 61). Similar a la Shale de Antrim, New Albany está a profundidades someras de 500 a 2000 pies, con alto contenido de agua e intercalado con vetas de carbón. Es de la edad entre el devoniano y el mississippiano limitado con la limolita de Rockford por encima y la limolita North Vernon por debajo (figura 62).

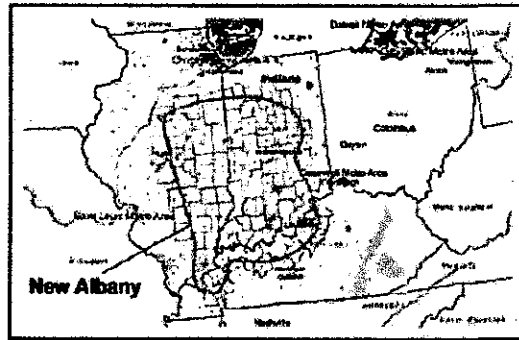


Figura 61: Cuenca de Illinois, Shale de New Albany
Fuente: EIA, 2009.

Period		Formation	
Pennsylvanian	Mississippian	Mattoon	
		Bond	
		Potosi	
	Devonian	Shelburn	
		Dugger	
		Petersburg	
		Linton	
		Shoreton	
		Herald	
	Algonkian	Mansfield	
	Mississippian	Tobacco	
Mississippian	Carboniferous	Branchville	
		Far Springs	
		Glen Dean Limestone	
		Hardinsburg	
		Honey Limestone	
		Big Calfy	
		Beech Creek Limestone	
		Cypress	
		Eaton	
		Redsville Limestone	
	Valleytown	Scenic	
		Beaver Bend Limestone	
		Bethel	
		Park Limestone	
		St. George Ls.	
		St. Louis Limestone	
		Salem Limestone	
		Hartsville Limestone	
		Milledgeville	
		Ramp Creek	
Devonian	Kindred	Edwardsville	
		Spickett Knob	
	Rockford Ls.	New Providence Sh.	
		Coldwater Sh.	
	Seneca	Seneca Sh.	
		Ellsworth Sh.	
	North Vernon Ls.	Antrim Sh.	
		Transverse	

Figura 62: Estratigrafía de la Shale New Albany.
Fuente: EIA, 2009.

Esta formación es una de las más grandes con una extensión de 43.500 millas cuadradas con un espaciamiento de pozo de 80 acres por pozo. Un espesor parecido al de Antrim entre 50 y 100 pies y tiene una producción de agua de 5 a 500 Bb/día. La medición de contenido de gas dio un rango de 40 a 80 SCF/ton. El OGIP es estimado en 160 TCF con recursos técnicamente recuperables de 20 TCF.

2.3.8 Shale gas en el resto del mundo

Se estima que alrededor del mundo hay 48 cuencas de Shale gas en 32 países. Las estimaciones incluyen un grupo de países que han demostrado su compromiso por la investigación y desarrollo del gas Shale. Es posible que con el tiempo estas estimaciones cambien a medida que la información de las cuencas a nivel mundial se vaya actualizando. La figura 63 es un mapa donde se puede observar:

- Rojo: cuencas de Shale gas en las cuales se han realizado cálculos de gas in situ.
- Amarillo: cuencas en las cuales se estiman algunos recursos pero no hay datos suficientes para realizar los cálculos.
- Blanco: países en los cuales se presume que hay recursos de Shale.
- Gris: países para los cuales no se consideró ningún tipo de recurso de Shale.

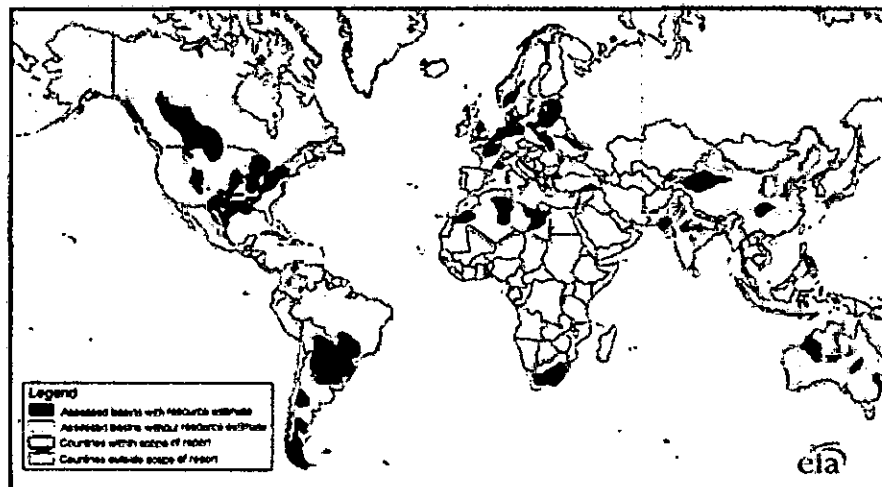


Figura 63: Mapa de las 48 mayores cuencas de shale en 32 países.

Fuente: EIA, 2011.

2.4 Hipótesis

2.4.1 Hipótesis Principal

- ✓ La hipótesis principal que se plantea es mediante una evaluación de las metodologías aplicadas alrededor del mundo especialmente en EE.UU., Colombia y Argentina, determinaremos y clasificaremos técnicas para determinar factor de recobro.

2.4.2 Hipótesis Secundarias

- ✓ Evaluando las definiciones y clasificaciones planteadas por los diversos autores definiremos parámetros para la estimación de métodos de recuperación de los hidrocarburos en los yacimientos no convencionales.
- ✓ Desarrollando los factores que influyen en los procesos de los principales métodos de recuperación aplicados a estos reservorios determinaremos y clasificaremos los métodos para estimar factores de recobro.

2.5 Variables y Operacionalización

2.5.1 Variables

- ✓ Definición y clasificación de los reservorios no convencionales tanto de petróleo y gas.
- ✓ Factores para la clasificación de metodologías de cálculo de volumen in situ, estimación de reservas y factor de recobro en reservorios no convencionales.

2.5.2 Operacionalidad

- ✓ Si se desarrollan y analizan las técnicas de evaluación y caracterización de reservorios no convencionales alrededor del mundo se obtendrán metodologías para el cálculo de volumen in situ, estimación de reservas y factor de recobro en yacimientos no convencionales de shale gas y/o oil.

CAPÍTULO III

METODOLOGÍA

Para poder estimar el potencial de los yacimientos de shale gas y shale oil es importante caracterizar la formación de shale. Como se menciono previamente los yacimientos de Shale son continuas acumulaciones de gas o petróleo (roca madre). Estos sistemas de yacimiento de gas no poseen un contacto gas/agua, y recorren una gran área geográfica.

El reto en estas acumulaciones no es encontrar el gas o petróleo, sino encontrar las áreas que producen comercialmente. Este desafío puede ser difícil debido a la heterogeneidad de áreas que el corazonamiento, los registros sísmicos, y los datos de pruebas de pozos que se obtengan para caracterizar el yacimiento sean suficientes.

Dado esto se presentara en este capítulo un enfoque de los parámetros que intervienen en la caracterización de los play de shale oil y gas. Luego de presentar los parámetros que intervienen en la caracterización del shale gas y oil, se presentan metodologías para estimar el gas in situ, estimación de reservas mediante curvas de declinación y presentar factores de recobro.

Adicionalmente se presentan casos de evaluación de gas in place realizados previamente en países de Latinoamérica con potencial de shale gas y shale oil (Colombia y Argentina).

Para realizar un estudio se puede realizar un estudio más profundo a los yacimientos de gas Shale se presenta en la figura 64 un esquema de los parámetros que se deben evaluar. Se observa que la tectónica, estratigrafía, núcleos y sísmica son parámetros esenciales para la caracterización de estos plays, el análisis de roca abarca aspectos de litofacies y geoquímica, los registros permiten identificar litofacies y litoestratigrafías y la sísmica abarca el análisis estructural y análisis de atributos.

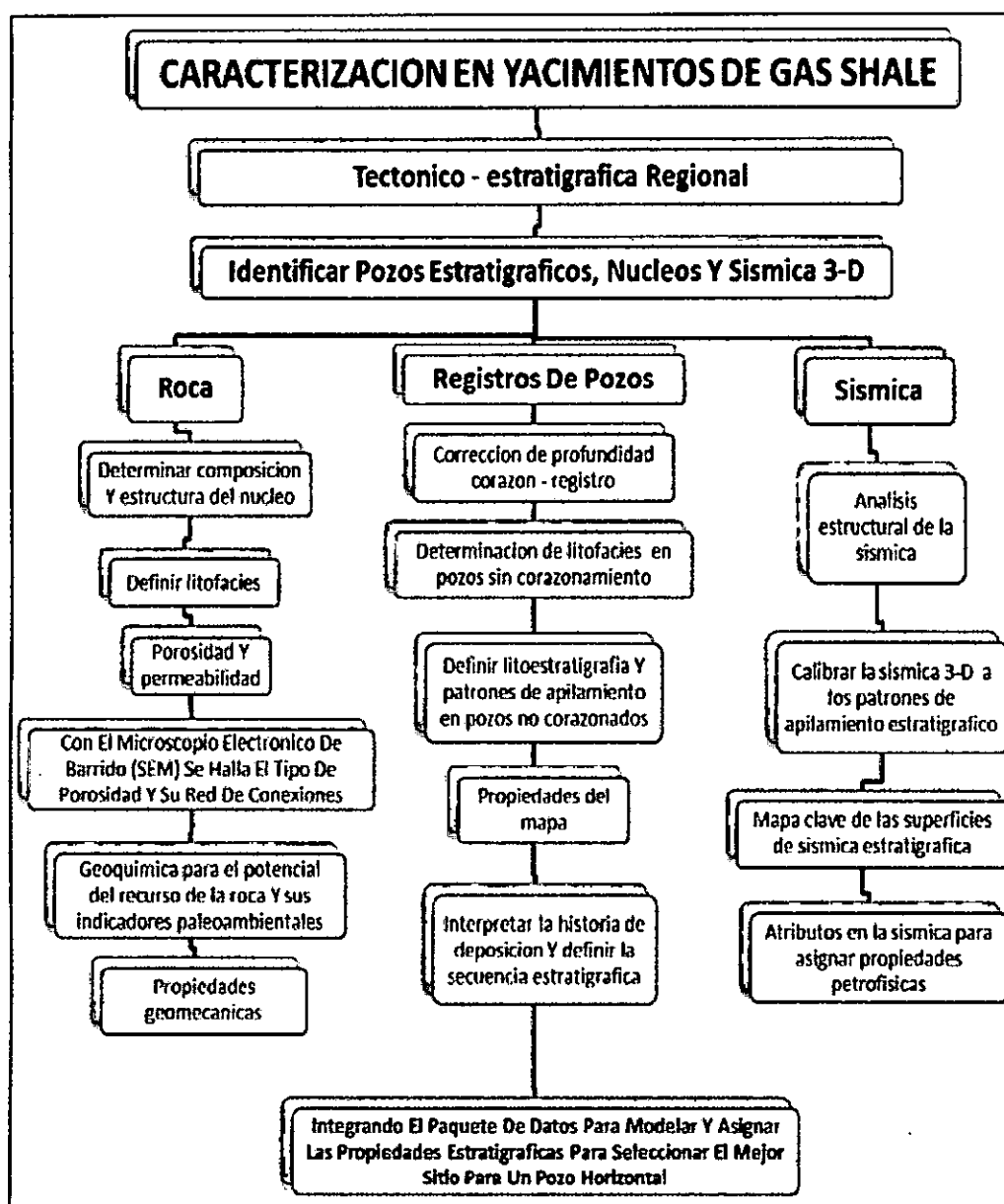


Figura 64: Esquema para la caracterización de yacimientos de shale gas
Fuente: SPE 119891

Los aspectos más importantes relacionados a los plays de shale gas y shale oil se presentaron en el capítulo anterior, sin embargo es determinante conocer los datos que más influyen o intervienen en la estimación de recursos y evaluación de los reservorios de shale gas y shale oil. La tabla 3 presenta un resumen de los datos más críticos para evaluar estos yacimientos.

Análisis	Resultados
Contenido de Gas	Proporciona el volumen de gas desorbido (a partir de las muestras de yacimiento en laboratorio), y gas perdido (calculado). La suma de estos da el contenido de gas in-situ, para una muestra dada.
Pirólisis Evaluación de la Roca	Evalúa el potencial generador de HC y la maduración térmica de la fracción orgánica de la M.O. transformada a HC y la cantidad total de HC que pueden ser elementos de una muestra. Determina lo generado por conversión térmica completa.
Carbón Orgánico Total	Determina la cantidad total de carbono presente en HC y la cantidad de kerógeno.
Composición del Gas	Determina el porcentaje de metano, dióxido de carbono, nitrógeno, y etano en el gas desorbido. Usado para determinar la pureza del gas y para construir las gráficas de isotermas de desorción.
Descripción del Núcleo	Visualmente captura el brillo del carbón, capas, espaciamiento entre fracturas, mineralogía, espesor, y otros factores. Provee puntos de vista de composición, permeabilidad, y heterogeneidad del yacimiento.
Isoterma de Sorción	Una relación a temperatura constante, describe el volumen de gas que puede ser Adsorbido por una superficie en función de la presión. Describe que tanto gas de un yacimiento es capaz de almacenar y que tan rápido el gas se va a liberar.
Análisis Aproximado	Muestra el porcentaje de ceniza, humedad, carbono fijo, y materia volátil. Usado para corregir el contenido de gas y las Isotermas de sorción en una base libre de ceniza, corrige las Isotermas por humedad, y determina la madurez del kerógeno.
Análisis Mineralógico	Determina la mineralogía usando petrografía o difracción de rayos-X, y mineralogía de arcillas usando difracción de rayos-X o SEM.
Reflectancia de Vitrinita	Un valor que indica la cantidad de luz reflejada por la composición de la vitrinita. Esta técnica es rápida y no tan cara de determinar la maduración del kerógeno.
Densidad Total	Relaciones entre la densidad Total y otros (así como contenido de cenizas y contenido de gas) pueden ser usadas para establecer un límite de densidad-Total para contabilizar el espesor del Shale usando un registro de densidad Total.
Registros Convencionales	SP, gamma ray, resistividad somera y profunda, microlog, caliper, densidad, neutrón, y sónico. Usado para identificar Shale, y para determinar porosidad y valores de saturaciones.
Registros especiales	Registros de imagen que muestran las fracturas y registros de para determinar el contenido de gas in-situ.
Pruebas de Presión	Presión build-up o pruebas de disminución de inyección para determinar la presión de yacimiento, permeabilidad, factor de daño y para detectar el sistema de fracturas del yacimiento.
Sísmica 3D	Usada para ubicar folios, profundidad de yacimiento, variaciones en espesor y continuidad lateral, y propiedades del Shale.

Tabla 3: Datos críticos para evaluar un play de Shale

Fuente: SPE

Para que las lutitas con alto contenido orgánico puedan producir hidrocarburos, deben ser termalmente maduras, es decir, debieron estar sujetas a suficiente presión y temperatura, a través de subsidencia continua y continuo y creciente sepultamiento, para someter a cracking térmico a la materia orgánica. Los requerimientos fundamentales mínimos para que una lutita sea productiva se plantean a continuación:

- **Contenido de Materia Orgánica (COT):** Se toma como umbral mínimo un 2%. Cuanto más alto es este valor, mayor es el potencial del play.



Figura 65: Contenido TOC.

Fuente: Petroskills

- **Madurez:** Determina el tipo de fluido. Se espera que shales con un valor equivalente a ventana de petróleo (R_o entre 0.55 y 1%) produzcan líquidos mientras que en ventana de gas seco (R_o mayor al, 5%) produzcan principalmente metano. En la franja intermedia (R_o entre 1 y 1,5%), se espera produzcan gas rico y condensado. Los límites entre franjas no son abruptos, sino que existe un paso gradual entre los extremos. (Figura 66)

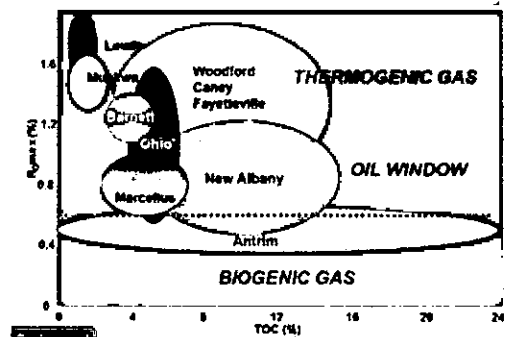


Figura 66: R_o max y Contenido TOC.
Fuente: Gaffney, Cline y Associates

- **Espesor:** A mayor espesor, mayor será el recurso. En EE.UU. se desarrollan shales de 30 metros en adelante.
- **Extensión areal y continuidad:** A mayor área y continuidad, mayor es el recurso.(Figura 67)

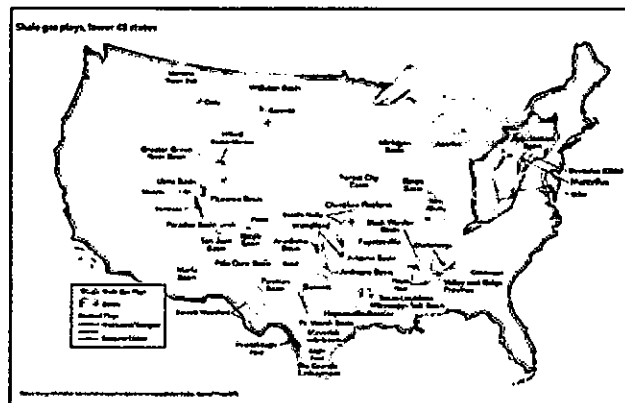


Figura 67: Extensión areal de los plays de shale gas en EE.UU.
Fuente: EIA, Petroskills, 2012.

- **Porosidad y fracturación:** Fracción de gas/petróleo libre.
- **Capacidad de adsorción:** El gas se presenta como gas libre en el espacio poroso y gas adsorbido ligado a la materia orgánica presente en la roca. La capacidad de adsorción define la productividad tardía de los pozos.

- **Fracturabilidad:** Indispensable para hacer factible el desarrollo desde el punto de vista económico. Cuanto más fracturable es la formación, mayor es la eficiencia de la estimulación hidráulica, resultando en mayor producción.
- **Otros factores:** Como la Presión de Formación y la presencia de fracturas naturales contribuyen a la calidad del play, tanto en performance como en recursos.

3.1 Caracterización estática de yacimientos no convencionales de shale gas y shale oil

El principal objetivo al estudiar este tipo de plays es: caracterizar el reservorio, optimizar los tratamientos de estimulación, determinar su productividad y planificar el desarrollo. Para ello durante la evaluación de un shale es necesario entender y describir las variables correspondientes a:

- Petrofísica (porosidad, permeabilidad, saturación de agua, densidad de grano).
- Petrografía (mineralogía, fracabilidad, tipo y tamaño de poros).
- Geoquímica (contenido orgánico, madurez, potencial de generación S2 y contenido de hidrocarburo S1).
- Geomecánica (esfuerzos, propiedades elásticas, etc)
- Estudios de fluidos (desorción, PVT, no tratados en este trabajo).

Estas variables se encuentran incluidas en el diagrama de flujo global para el entendimiento del reservorio, optimización de la estimulación y determinaciones de productividad que se presenta en la Figura 68.

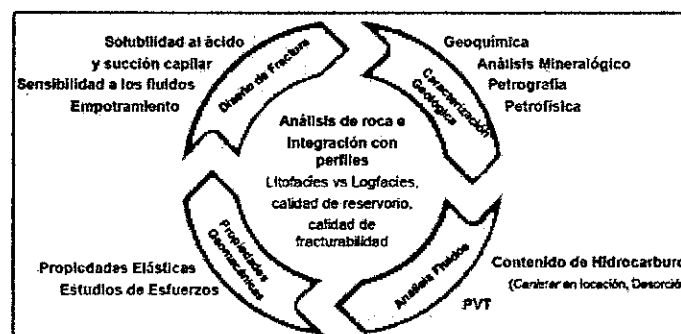


Figura 68: Diagrama de flujo generalizado para la caracterización del reservorio.
Fuente: SPE

La información necesaria para caracterizar cada una de las variables puede ser obtenida a partir de diferentes fuentes:

- Muestras de roca
 - ✓ Testigos corona.
 - ✓ Testigos laterales.
 - ✓ Recortes (Cutting).
- Perfiles.
- Microsísmica.

Es por esto que en este capítulo se detallará lo correspondiente a estas fuentes de información respecto a cómo son utilizadas, qué estudios se les puede hacer, qué datos aportan y sus valores relativos dependiendo de la etapa del proyecto.

3.2 Evaluación Petrofísica de los yacimientos no convencionales para shale gas y shale oil.

3.2.1 Muestras de Rocas

3.2.1.1 Testigo de corona

Estas muestras pueden variar en diámetro y largo. En cuanto a la longitud, las coronas pueden ser de múltiplos de 9 hasta 36 metros dependiendo de la herramienta y la empresa de extracción. Sin embargo, también pueden ser coronas continuas y superar los 200 metros. Las coronas pueden sacarse orientadas mejorando los resultados de los estudios geomecánicos. Por último, cabe aclarar que existen diferentes diámetros de coronas lo cual debe tenerse en cuenta al momento de planificar los estudios a realizar. La figura 69 muestra un ejemplo de toma de coronas en shales de EE.UU.

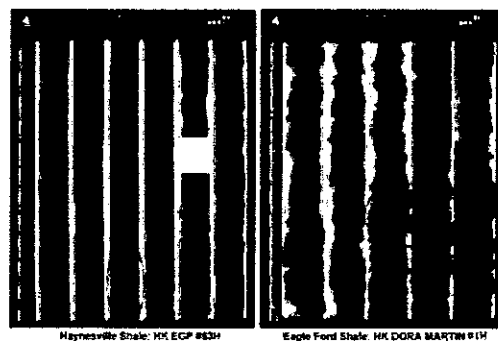


Figura 69: Coronas de las formaciones haynesville e Eagle Ford.
Fuente: SPE

Durante la operación es necesario contar con una herramienta de Measure While Drilling (MWD) para poder definir en tiempo real la profundidad a partir de la cual se desea/n extraer la/s corona/s. En general se corre un GR, útil en este tipo de litologías. La posterior puesta en profundidad de la corona se realiza a partir de un GR corrido en el laboratorio o directamente en el campo sobre la corona antes de su fraccionamiento. Al momento de decidir la cantidad de coronas se debe tener en cuenta lo siguiente:

Espesor de la zona de interés.

- Para los primeros pozos sería recomendable la toma de una corona continua incluyendo parte de las formaciones subyacente y sobreyacente. Esto permite obtener una mayor densidad y mejor distribución de datos para la calibración de perfiles eléctricos con resultados de laboratorio. También permite la descripción litológica y sedimentaria.
- Si el espesor es tal que no es posible tomar una corona continua (impedimento técnico y/o económico), la toma debería ser mediante coronas discontinuas pero de gran longitud (18 - 27 m) en paquetes de roca representativos de la columna completa. Esto puede ser complementado con testigos laterales en las zonas intermedias a fin de identificar diferencias con la corona e identificar futuras zonas a muestrear en otros pozos futuros.

Heterogeneidad del espesor de interés.

Cuando la columna de interés presenta una alta variación visible en los perfiles eléctricos realizados en pozos anteriores, resulta recomendable tomar muestras a fin de caracterizar dichas diferencias. El punto anterior sigue siendo válido y debe tenerse en cuenta. Por el contrario, si el espesor presenta una alta homogeneidad aparente, se puede abordar la toma desde dos perspectivas opuestas: Se pueden tomar pocas coronas discontinuas en los paquetes que presenten las mayores diferencias, o se puede tomar una corona continua a fin confirmar la homogeneidad y cuantificar las bajas variaciones y sus implicancias para el play.

El costo de tomar coronas aisladas o continuas.

Aunque el servicio de corona continua es en general más elevado, no hay que descartar su uso si se van a tomar varias coronas aisladas separadas entre sí. Esto se debe a que al tomar coronas discontinuas, se debe perforar entre coronas para llegar a la profundidad de la próxima. Esto significa tiempo de equipo (y su costo asociado). Mientras que en la corona continua, aunque la perforación es más lenta, la misma es continua y simultánea a la extracción de la corona. Existe la tecnología de extracción a cable pero en el país no se encuentran disponibles las herramientas para cortar coronas mayores a 64 mm (2,5”), diámetro mínimo necesario para los estudios geomecánicos

En reservorios de shale gas o alto GOR, partes de la corona extraída (muestras de un pie de largo) son sometidas a mediciones de gas dentro de un compartimento cerrado (Figura 70). La medición se realiza hasta que se alcanza un valor crítico al que se llega en semanas a meses. En shale gas (principalmente de gas seco), el hidrocarburo gaseoso corresponde al gas libre y el adsorbido por la roca y es utilizado para estimar el gas original in situ. En zonas de shale oil, su medición no tendría una aplicación práctica ya que el gas que se mediría, sería una mezcla de gas adsorbido y gas disuelto en el hidrocarburo líquido.



Figura 70: Izquierda: trozo de un pie de largo de una corona. Derecha: Canisters para la medición de gas adsorbido.

Fuente: SPE, 2013.

3.2.1.2 Testigos laterales

El testigo lateral rotado permite obtener muestras de diferentes zonas en menor tiempo y costo comparado a los testigos corona. Sin embargo, presenta una limitación respecto al tamaño, cantidad, representatividad de las muestras y tipos de estudio a los que se pueden someter. Los tamaños de los testigos varían según la

empresa de servicio, e incluso dentro de ellas debido a la variedad de herramientas disponibles. El tamaño convencional es de 1" de diámetro y 2" de largo, mientras que algunas empresas ofrecen tamaños de hasta 1,5" x 2,5". Si bien se han desarrollado herramientas que permiten cortar testigos de mayor tamaño, no siempre están disponibles en el país. Para los estudios petrofísicos, es necesaria la toma de más de un testigo por nivel. Teniendo en cuenta que para un tamaño de testigo estándar su peso es de aproximadamente 40 gramos y que el requerimiento para un estudio es de 100 a 200 gramos, se necesitarían aproximadamente (según la densidad de la roca) entre 3 a 4 testigos por nivel. Tratándose de rocas altamente laminadas, y por ende heterogéneas, la extracción de múltiples muestras por nivel implicaría una mayor incertidumbre en el resultado de los estudios.

Un mayor tamaño de los testigos permitiría sacar menor cantidad a fin de alcanzar el volumen de muestra requerido para los estudios deseados, permitiendo optimizar la cantidad de niveles muestreados por carrera y la confiabilidad de los resultados obtenidos. Debido a sus limitaciones, para la etapa exploratoria es recomendable combinar la extracción de coronas y testigos laterales. Luego, para una etapa más avanzada pueden ser considerados los testigos laterales, en donde ya se determinaron las principales propiedades de las rocas, pero aún se desea continuar ajustando la petrofísica, geoquímica y/o litología.

3.2.1.3 Recortes de roca (cutting)

El más económico de los muestreos es el cutting o recortes de roca. Su principal ventaja es el costo y disponibilidad de muestras. Sin embargo, presenta una serie de desventajas a tener en cuenta:

- La profundidad de las muestras no es precisa.
- Las muestras son una mezcla de diferentes niveles y por lo tanto pueden estar contaminadas.
- La lista de estudios disponibles es corta y en algunos casos presenta un menor grado de confianza.

En los inicios de la exploración, los estudios en pozos preexistentes son el punto de partida para la caracterización del play, a fin de identificar las principales

zonas y espesores de interés. Estos estudios incluyen evaluación de perfiles disponibles y análisis de laboratorio del cutting. Se recomienda en pozos nuevos también realizar los estudios sobre cutting en paralelo a los realizados en coronas y/o testigos laterales para establecer una correlación que luego podría ser utilizada en la etapa de desarrollo. Este tipo de muestra de roca puede ser considerada como la única para etapas avanzadas de la caracterización del reservorio, e incluso para algunos pozos de la etapa piloto y desarrollo. De esta manera se puede seguir ajustando el modelo principalmente en lo que respecta a TOC y mineralogía (DRX) a bajo costo.

3.2.2 Perfilaje

La información que brindan los registros eléctricos proviene de mediciones indirectas. Es por ello que son necesarios una interpretación cuidadosa y ajustes a partir de mediciones directas en muestras de roca. Si esto se hace adecuadamente, el valor de la información obtenida aumenta resultando indispensable para una buena caracterización y evaluación del play. Los registros convencionales y especiales que se toman a las formaciones de shale se presentan en la figura 71 y figura 72. Y se describirán brevemente.

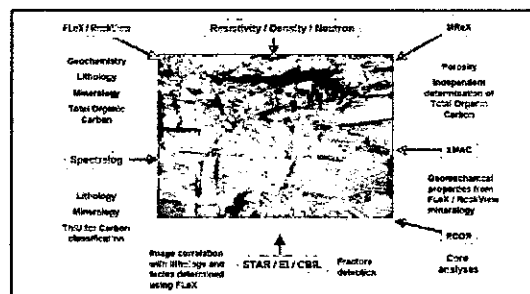


Figura 71: Registros Convencionales y Especiales tomados en las formaciones shale
Fuente: Baker Hughes

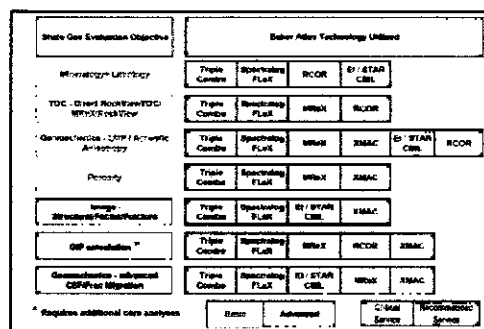


Figura 72: Registros para la evaluación de shale gas
Fuente: Baker Hughes

densidad de matriz variable a partir de la correlación entre la densidad y datos de laboratorio. De esa forma, a partir del perfil de densidad se puede calcular la porosidad sin necesidad de correr un perfil mineralógico (Figura 74).

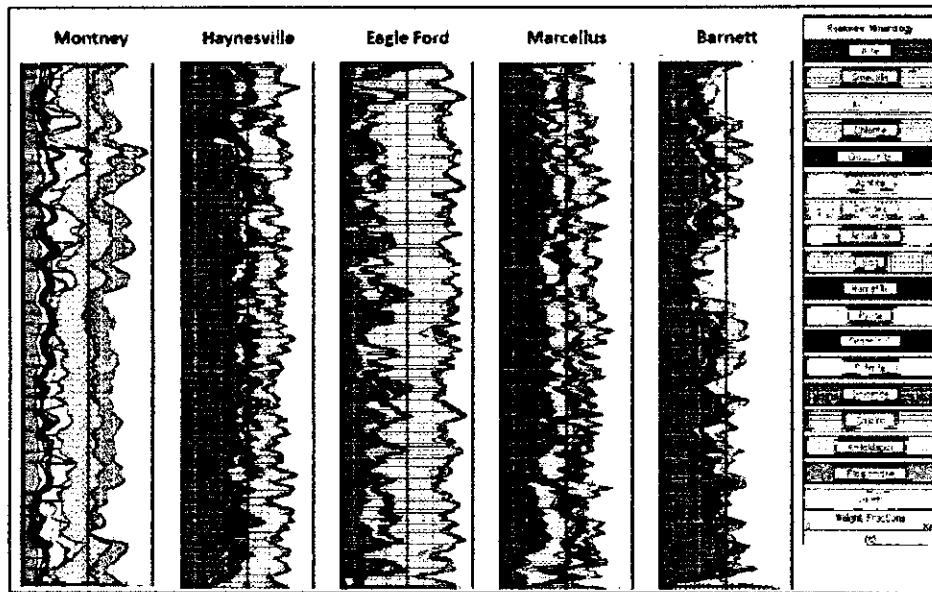


Figura 74: Fracturas en la formación shale Woodford
Fuente: Bakker Hughes

3.2.2.5 Perfil de imagen

Otra opción que se debe considerar es correr un perfil de imagen. Como resultado se puede obtener información sedimentológica (ej: laminación), densidad y tipo de fracturas naturales, presencia de breakouts. Dada la información que brinda, su uso está relacionado con la estimulación y con la estabilidad de pozo. La dirección de máximo estrés permitirá saber de antemano en qué sentido se propagarán las fracturas hidráulicas durante la estimulación (coincidiendo con esa dirección) y en qué dirección es conveniente hacer los pozos horizontales (dirección de mayor estabilidad). Todo esto resulta del análisis de breakouts y fallas de tensión inducidas durante la perforación.

Una vez que se caracteriza el área y se define un modelo de estrés ajustado, el uso del perfil de imagen se restringiría a seguir calibrando el modelo y a aportar información sedimentológica y/o sobre densidad de fracturas naturales. El uso o no generalizado de este perfil dependerá de si se observa rotación en el campo de

esfuerzos y si hay set de fracturas naturales que necesitan ser caracterizadas (Figura 75).

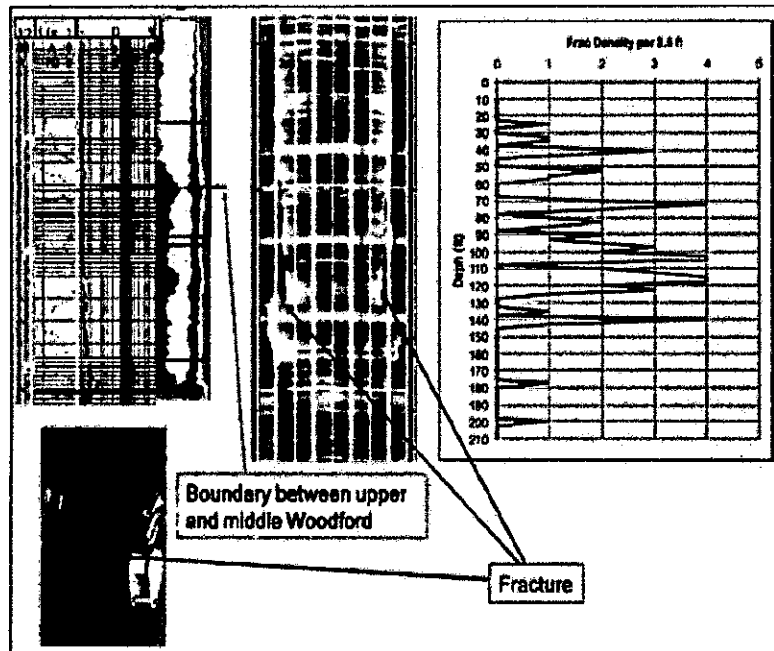
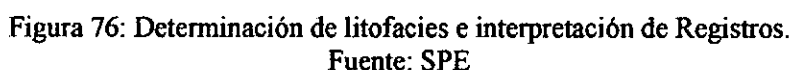


Figura 75: Fracturas en la formación shale Woodford
Fuente: SPE

3.2.2.6 Interpretación de perfiles

A través de los perfiles corridos, y mediante aplicaciones estadísticas en conjunto, se pueden identificar clases o facies eléctricas (Figura 75). Lo que se hace es definir rangos de valores para cada perfil y asignar a las diferentes combinaciones presentes un número o color de manera de diferenciar paquetes de roca con diferentes características litológicas, petrofísicas, geomecánicas y/o geoquímicas, comúnmente llamado Rock Typing. En la figura 76 se muestra el flujo para la determinación de litofacies a partir de métodos estadísticos aplicados a perfilajes eléctricos disponibles.

- a) Determinación de electro-facies;
- b) presentación del perfil de facies;
- c) descripción petrográfica de muestras de distintas clases;
- d) determinación de litofacies.



3.2.3 Microsismica

79

En los últimos tiempos ha sido claro que entender y monitorear la sismicidad inducida por fluido es necesario para la caracterización de reservorios y para un soporte técnico necesario al momento de realizar las estimulaciones toda vez que se desee tener un cierto control sobre la fractura adicional. El monitoreo microsísmico es una aplicación del método sísmico de prospección. Se basa en la detección y ubicación de terremotos de pequeña magnitud (microsismos) que ocurren en rocas debido a procesos naturales o inducidos. Cada “terremoto” de estas características se lo denomina evento sísmico. Una de las hipótesis generalmente aceptadas es que estos sismos se producen por movimientos de cizalla a lo largo de fallas tectónicas y cracks, y durante los mismos las ondas sísmicas se generan y propagan. Para detectar y localizar sus epicentros, es decir el monitoreo, se necesitan arreglos de geófonos, los cuales pueden estar dentro de un solo pozo o en múltiples, así como también en superficie. De esta forma se irán obteniendo los sismogramas, y luego se irán identificando los arribos de ondas Py S generados por sus eventos (Shapiro, 2008).

Para determinar el modelo de velocidades de la formación, basta con realizar un monitoreo microsísmico de los eventos provenientes de la perforación o al momento de realizar los punzados, ubicando el transmisor en la unidad de perforación, el cual quedará comunicado vía fibra óptica de la unidad MS (Figura 77). Se hacen de 3 a 5 pruebas piloto (tiros) de manera tal de poder calibrar la herramienta. El paso siguiente es el frac. Durante el monitoreo microsísmico se realiza la adquisición, picado y análisis de los datos.

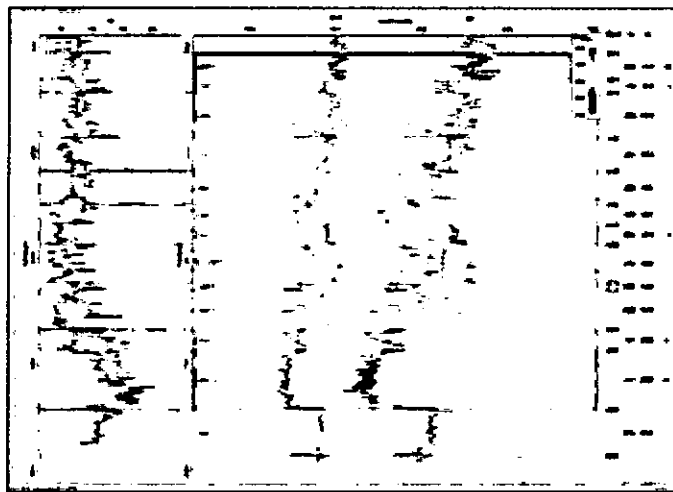


Figura 77: Ejemplo de Velocidades de la formación

El objetivo del monitoreo microsísmico es conocer la longitud de la fractura, azimut, altura, ancho, localización de los eventos y también el grado de complejidad de campos de esfuerzos. Es notoria la gran diferencia entre los diseños de fracturas en reservorios convencionales y no convencionales. Ésta se ve reflejada en las presiones en la que se trabaja en boca de pozo (más de 7000 psi), en la velocidad de bombeo (alrededor de 60 bpm), en la cantidad de agua, agente sostén, polímeros y aditivos, es decir en la magnitud del volumen con el que se vencerá la presión de formación y se logrará fracturar. Para explicar el monitoreo, se muestra un ejemplo de un pozo estimulado con tres etapas de fractura hidráulica y dos pozos monitores.

En la figura 78 se muestra un esquema en planta de ubicación no simétrica de pozos y geófonos. La magnitud y ubicación del evento microsísmico y la geometría de la fractura dependerán de la posición relativa de pozos monitores y pozo estimulado y en la figura 79 se muestra el esquema de detección de eventos en perfil, en el caso más genérico, donde no hay simetrías respecto del pozo fracturado de la ubicación de la ristra de geófonos.

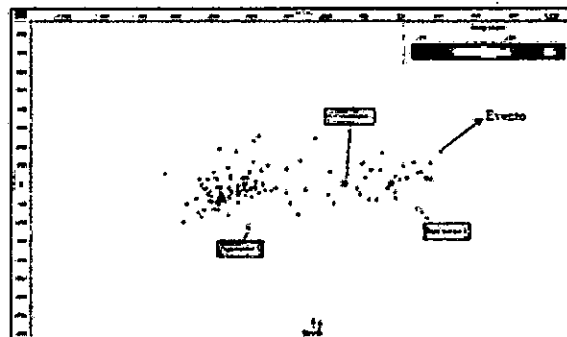


Figura 78: Esquema en planta de ubicación no simétrica de pozos y geófonos.
Fuente: SPE

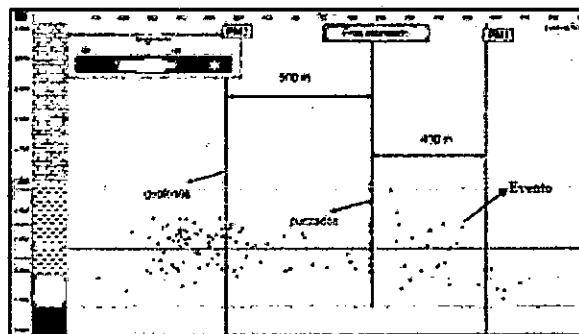


Figura 79: Esquema de detección de eventos de perfil
Fuente: SPE

Es importante observar cuáles etapas presentan eventos solapados y cuáles etapas no tienen solapamiento alguno entre ellas, también cuáles eventos interactúan con características geológicas naturales, recomendándose conocer la existencia de acuíferos en formaciones contiguas. Los eventos microsísmicos quedan caracterizados no sólo por su posición sino también por su magnitud, medidas en escala Richter, en el orden de -1 a -3 Mw.

El ruido de background se mide en nanovoltios (nV) y puede ser del orden de algunos a cientos de nV. Tanto el azimuth, radio promedio (distancia herramienta-evento) y profundidad presentan incertezas del orden de metros a decenas de metros, teniendo la profundidad en general el error más alto. Algunas de las principales aplicaciones de la microsísmica son:

- Determinación del campo de esfuerzos para la optimización de la perforación (pozos horizontales) y producción.
- Cálculos de Volumen de Reservorio Estimado (SRV, Stimulated Reservoir Volume).
- Análisis del crecimiento en altura de las fracturas para la identificación de barreras hidráulicas y conexión con acuíferos y/o formaciones productivas.
- Evaluación de la posibilidad de contaminación de acuíferos someros producto del Fracturamiento hidráulico directa (fracturamiento de acuíferos) o indirectamente (migración de fluidos promovidos por la estimulación).

La etapa de interpretación microsísmica se orienta a entender la evolución y geometrías de las distintas etapas de las fracturas hidráulicas por separado y en conjunto, de manera tal de poder realizar una caracterización del reservorio no sólo del punto de vista geofísico, sino también desde el punto de vista de la geomecánica. De esta manera, se pretende entender los posibles sistemas de fracturamiento natural y el comportamiento de las fracturas hidráulicas (Figura 80). Se realiza entonces como primera etapa un análisis de esfuerzos, obteniendo las componentes del tensor de esfuerzo (S_h , S_H y S_v), con lo cual se puede calcular el gradiente de fractura. La interpretación de los eventos microsísmicos es complementada con cubo/s sísmico/s,

en particular mediante el cálculo de atributos, coherencia e inversiones. Esto permite un mejor entendimiento de los sistemas de fracturas naturales e inducidas.

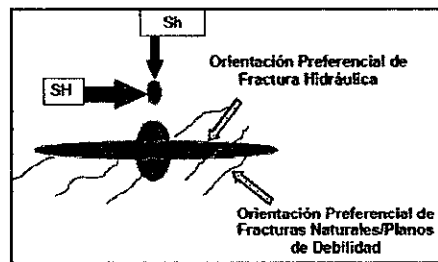


Figura 80: Esquema de sistemas de fracturas.

3.2.4 Volumen de reservorio estimulado: SRV

La teoría indica que los eventos microsísmicos estarían asociados a liberaciones de energía producto de la fractura de la roca. Sin embargo, es importante aclarar que la aparición de un evento no garantiza la llegada de agente sostén a dicha ubicación. Ni siquiera garantiza que haya llegado el fluido de fractura. Muchos eventos, y sobre todo aquellos más alejados al pozo, pueden ser zonas de alto estrés activadas por la energía generada por la fractura a pesar de no estar en contacto directo. Estas son algunas de las razones por las cuales el cálculo del SRV es estimativo y debe realizarse con cuidado.

3.2.5 Sweet Spot

Un término muy usado actualmente para los reservorios de shale es el de "Sweet Spot". Este término se refiere a una zona o volumen en profundidad que presenta las mejores condiciones en lo que se refiere a este tipo de yacimientos. Existe un consenso en la industria del petróleo que describe al Sweet Spot como aquella zona que presenta una alta calidad de reservorio (porosidad, permeabilidad, TOC, saturación) y una alta calidad de completación (fragilidad, presencia de fisuras naturales, condiciones de estrés favorables, presión de poro). Las calidades de reservorio y de completación se definen a nivel de pozo en base a los estudios que se describieron en este trabajo. Sin embargo, la extrapolación a toda el área de interés se realiza mediante la adecuada inversión y procesamiento sísmico, obteniéndose así

cubos de porosidad, TOC, fragilidad, módulo de Young, relación de Poisson, densidad de fracturas y campos de esfuerzos (tema que supera el objetivo de este trabajo). Esto permite definir las mejores zonas para la perforación y terminación de un pozo. Se debe aclarar que Sweet Spot no se refiere a una zona puntual, sino que representa un área que puede ser de gran extensión y que presentaría la mejor productividad. Es por eso que hay una tendencia a suprimir el uso de dicho término, aunque aún se encuentra muy arraigado, asociado a su impacto comercial en la venta de servicios para el shale. Esta aclaración resulta imprescindible teniendo en cuenta que el desarrollo de este tipo de reservorios, se realiza de forma masiva ubicando pozos equiespaciados, y no realizando pozos a objetivos puntuales y dispersos.

3.3 Metodologías de Cálculo de Volumen In Situ

Los cálculos volumétricos para reservorios de shale se basan actualmente en métodos estadísticos basados en la confección de pozos tipos. Sin embargo, para lo que se conoce como Resource Plays (SPEE, 2010) se pueden utilizar lo que se presenta a continuación como métodos para la comparación de áreas.

3.3.1 Método Convencional

Este método se basa en el STOOIP (Stock Tank Original Oil In Place) en el cual la fórmula es:

$$N = \frac{V_b \phi (1 - S_w)}{B_{oi}}$$

Donde N es el STOOIP en m³, V_b el volumen de roca, Ø la porosidad con fluido, S_w la saturación de agua y el B_{oi} el factor volumétrico de formación. Como V_b se puede utilizar el SRV obtenido de la microsísmica (OOIP de un pozo) o el volumen de roca total de un área. Para utilizar el SRV se debe tener en cuenta que se debe aplicar un factor deformación que llevaría el volumen total de la microsísmica a un valor de roca fracturada y con agente sostén. Si las demás variables están bien definidas y se conoce el factor de recuperación, se puede ajustar el SRV comparando el EUR (Estimated Ultimate Recovery) con la acumulada calculada para el pozo.

La incertidumbre de este método convencional viene dado principalmente por la porosidad utilizada, considerando la variabilidad observada entre laboratorios. El volumen llevará la mayor incertidumbre cuando se utilice un SRV para el OOIP de un pozo. En general se utiliza el área y el espesor con o sin cutoff de TOC de la formación analizada. Para el cálculo de OGIP (Original Gas In Place), a la fórmula adaptada a gas (con Bgi) se le suma un término correspondiente al gas adsorbido en la materia orgánica, el cual se obtiene a partir de estudios de laboratorio en muestras de corona, el cual se detallara más adelante

3.3.2 Método del S1

En shale oil, como se explicó previamente, el parámetro S1 de la pirólisis refleja la concentración de petróleo en la roca y por lo tanto puede ser utilizado para un cálculo de OOIP. Las fórmulas básicas son las siguientes:

$$\begin{aligned} M_{S1HC} &= Ah\rho_{Av}S1_{Av} \\ V_{S1HC} &= \frac{M_{S1HC}}{\rho_{oil}} \end{aligned}$$

Donde ρ_{AV} : densidad bulk promedio y $S1_{Av}$ el promedio de S1.

Para obtener el volumen, la masa debe ser dividida por la densidad del petróleo que en caso de haber una muestra disponible, saldrá de un PVT y deberá estar en condición de fondo. A partir de este método, el cálculo se independiza de la porosidad y la saturación que se ha visto que presentan incertidumbres asociadas al método de obtención y a los laboratorios. Nuevamente el Ah de la fórmula puede ser reemplazado por el SRV luego de aplicado el factor de yacimiento. Si se desea calcular para toda un área como un recurso, se puede usar el área de interés y el espesor con o sin cutoff de TOC, o tomar el volumen a partir de un mapa isopáquico.

3.3.3 Método de balance de Masa Ecuación Schmoker

Este consiste principalmente en la determinación del total de gas generado por la roca madre. Parte de un cálculo volumétrico de la roca y su contenido total orgánico.

$$M(g\ TOC) = \left[TOC \frac{wt\%}{100} \right] * \left(\frac{g}{cm^3} \right) * V(cm^3)$$

Siendo

TOC: Total Organic Carbon (COT en sus siglas en castellano)

V: Volumen de la unidad.

Seguido, determina la masa de hidrocarburo generada por cada grid

$$R \left(mg \frac{HC}{g} TOC \right) = HI_o \left(mg \frac{HC}{g} TOC \right) - HI_p \left(mg \frac{HC}{g} TOC \right)$$

Siendo, HI = Índice de Hidrógeno ($S_2 \cdot 100 / TOC$), mg HC generado por gramo de TOC. Finalmente, se determina el volumen de hidrocarburo generado por la roca madre (HCG en kg).

$$HCG (kg HC) = \left(mg \frac{HC}{g} TOC \right) * M(g TOC) * 10^{-6} \left(\frac{kg}{mg} \right)$$

Con HCG: Hidrocarburo generado por la roca

Del total de Gas Generado por la roca madre, siguiendo el procedimiento utilizado por Alonzo et al (2011) y Bogetti et al (2011) se descuenta una fracción del orden del 50% del gas generado en concepto de pérdida por conversión. A partir de allí se obtiene el total de Gas Original in situ (OGIP, en sus siglas en ingles). En tanto, siguiendo (Dong et al, 2011) consideré un factor de recuperación de entre 10% y 17% para la viabilidad técnica de dichos recursos, los TRRs.

3.3.4 Estimation Gas In-Place in shale

Cualquier planteamiento volumétrico de gas Shale en la estimación de reservas ha añadido complejidad porque en el gas natural de Shale (principalmente metano) existe en diferentes estados termodinámicos, es decir, adsorbida, absorbida (o disueltos) y gas libre, que para una correcta estimación del volumen poroso en yacimientos de Shale no debe ser considerado como independiente de estos estados termodinámicos del gas. Un modelo simple de una matriz de Shale es ilustrado en la figura 81.

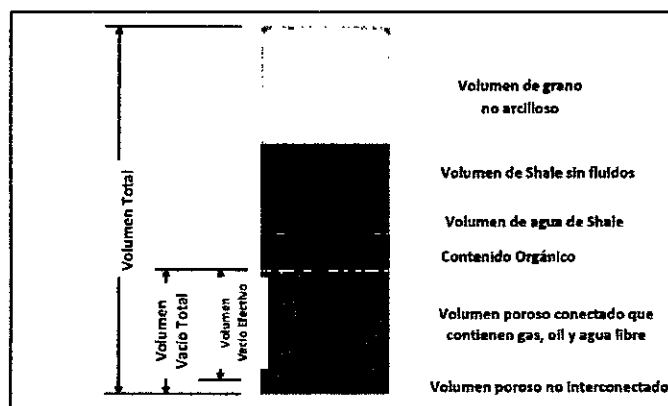


Figura 81: Modelo conceptual petrofísico de un shale y sus componentes volumétricos
Fuente: SPE 131772.

El modelo debe ser cuantificado para el análisis de gas inicial; sin embargo, el volumen poroso efectivo no se determina directamente en estos estudios, sino se determina una porosidad total, el volumen total de agua, y el volumen total de petróleo (por diferencia de peso y una densidad de aceite supuesto de 0.8g/cc).

Para un almacenamiento total de gas se tiene como el total de gas in place la siguiente ecuación:

$$G_{st} = G_f + G_a + G_{so} + G_{sw}$$

Donde

$$G_f = 32,0368 \frac{\phi (1 - S_w - S_o)}{\rho_b B_g}$$

$$G_a = G_{sL} \frac{p}{p + p_L}$$

$$G_{so} = \frac{32,0368}{5,6146} * \frac{\phi S_o R_{so}}{\rho B_o}$$

$$G_{sw} = \frac{32,0368}{5,6146} * \frac{\phi S_w R_s}{\rho B_w}$$

En los cálculos estándar de la industria, las dos últimas ecuaciones no se aplican. La solución de gas en hidrocarburos móviles y el agua y el gas adsorbido dentro de la materia orgánica se combinan en el análisis de isoterma de adsorción, por lo que la ecuación se reduce a:

$$G_{st} = G_f + G_a$$

El gas absorbido es modelado mediante el modelo de adsorción de Langmuir, que en la ingeniería de yacimientos es una curva paramétrica que relaciona la capacidad de adsorción como una función de la presión para una temperatura constante y específica de los estratos (ver figura 82). El modelo de Langmuir (1918) se basa en las siguientes suposiciones:

- Las interacciones gas-gas en la fase adsorbida son insignificantes.
- Las moléculas adsorbidas ocupan un sólo sitio de adsorción.
- La adsorción molecular forma solo una monocapa.
- Todas las superficies tienen la misma energía para la adsorción.

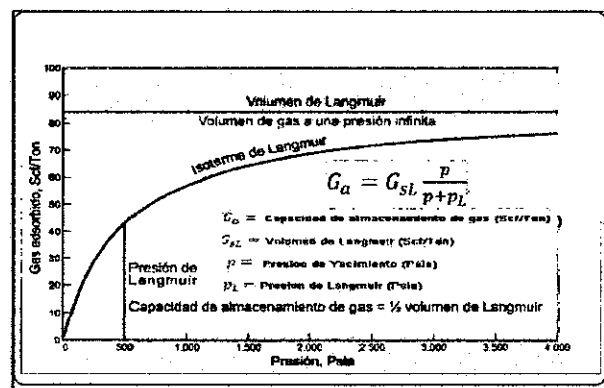


Figura 82: Isoterma de adsorción de Langmuir
Fuente: Schlumberger, 2006

El gas adsorbido se asocia con la materia orgánica, por tanto, el volumen poroso no debe tenerse en cuenta durante los cálculos de gas libre y que, todo el gas libre se asocia con los macroporos inorgánicos, fisuras, fracturas, etc.

La base de nuevas observaciones de la escala de poro, argumenta que la capacidad de almacenamiento total de gas y los valores resultantes de gas inicial han sido sobreestimados en este punto de vista. La fuente del error consiste en la contabilización del volumen ocupado por la fase de gas adsorbido. Sin embargo posiblemente el estado de estas moléculas es en estado líquido (Díaz, 2014).

La cantidad de gas adsorbido que se estima en Shales, se determina a través de un experimento de equilibrio de isoterma de adsorción. Primero se hace la medida de volumen vacío, que se hace generalmente con porosímetro de helio usado también para determinar la densidad de grano. Después de que el volumen vacío se ha medido, los datos de adsorción se recogen. La masa de gas adsorbido en la muestra se mide por balance de materiales y una determinada ecuación de estado termodinámica.

Durante la construcción de la isoterma, en cada paso de presión, el volumen del gas que se adsorbe reduce el volumen vacío. Como resultado, el volumen vacío inicialmente elegido debe ser corregido al principio y al final de la etapa de presión como se describe en las siguientes ecuaciones.

$$\boxed{V_{v1} = V_{v0} - \frac{n_1 M}{\rho_s} \quad V_{v2} = V_{v0} - \frac{n_2 M}{\rho_s}}$$

En consecuencia, a lo largo del análisis de la isoterma, el volumen vacío se reduce aún más para cada presión posterior. En la práctica, a menudo es más conveniente para determinar la isoterma de Gibbs denominada en términos de número de moles de gas adsorbido, la ecuación.

$$\boxed{n'_2 = n'_1 + V_r \frac{p_{r1}}{z_{r1}RT_{r1}} - \frac{p_{r2}}{z_{r2}RT_{r2}} + V_{v0} \frac{p_{s1}}{z_{s1}RT_{s1}} - \frac{p_{s2}}{z_{s2}RT_{s2}}}$$

La isoterma de Gibbs se puede convertir a los volúmenes con una ecuación de estado y se puede ajustar para el volumen vacío utilizando el factor de corrección de Gibbs ρ_f/ρ_s :

$$\boxed{G_a = \frac{G'_a}{1 - \frac{\rho_f}{\rho_s}}}$$

Un nuevo modelo petrofísico modifica el anterior concepto de porosidad efectiva como se mostró al inicio. El nuevo modelo se muestra en la figura 82 y hace hincapié en dos cambios conceptuales distintos con respecto al modelo anterior.

En primer lugar, existe una dependencia del espacio poroso conectado a la materia orgánica. En segundo lugar, existe una dependencia en el espacio libre de poros por la inclusión de la fase adsorbida.

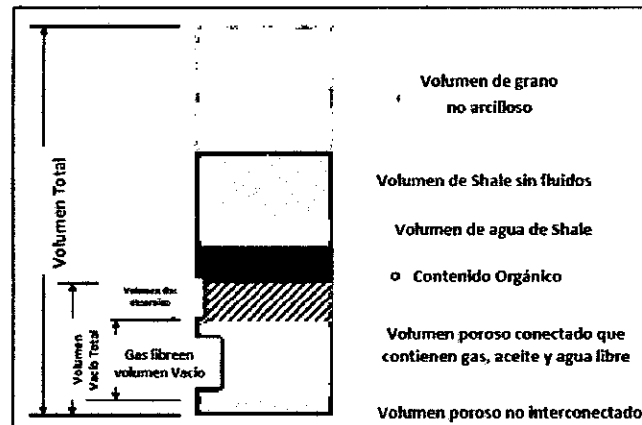


Figura 83: Nuevo Modelo conceptual petrofísico
Fuente: SPE 131772.

La figura 83 muestra un diagrama simple de la metodología actual para determinar el gas inicial frente a la metodología propuesta. (Para simplificar, el agua y los volúmenes de petróleo no son considerados en el diagrama).

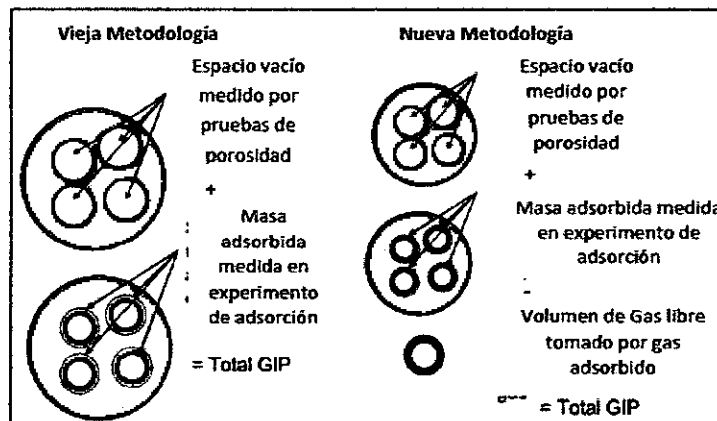


Figura 84: Comparación de la antigua y nueva metodología para predecir gas in- place
Fuente: SPE 131772

La simple ilustración tomada en el contexto de la nueva información de de la FIB / SEM muestra los errores, asumiendo que el gas adsorbido no ocupa volumen. Para tener en cuenta el gas libre total inicial, el volumen ocupado por el gas adsorbido

se determinará y se resta del cálculo de gas libre. Por tanto, los cálculos estándar utilizados para calcular la capacidad de almacenamiento de gas libre deben ser modificados:

$$G_f = \frac{32,0368}{B_g} \frac{\phi}{\rho_b} \frac{1 - S_w}{\rho_s} - \frac{1,318 \times 10^{-6} M}{\rho_s} G_{sL} \frac{p}{p + p_L}$$

Para el cálculo de gas in situ se presentó la siguiente ecuación general para el cálculo en este tipo de yacimientos (gas Shale libre).

$$G_f = \frac{32.0368}{B_g} \frac{\phi}{\rho_b} \frac{1 - S_w}{\rho_s} - \frac{1.318 \times 10^{-6} M}{\rho_s} G_{sL} \frac{p}{p + p_L}$$

La parte de gas adsorbido se representa en la siguiente ecuación:

$$G_a = G_{sL} \frac{p}{p + p_L}$$

Nomenclatura:

B_g: Factor volumétrico el gas, cf/Scf
G_a: Capacidad de almacenar gas absorbido scf/ton
G_f: Capacidad de almacenar gas libre scf/ton
G_{sL}: Volumen de Langmuir, scf/ton
M: Peso molecular aparente del gas, lbm/lbmole
p: Presión, psia
p_L: Presión de Langmuir, psia
S_w: Saturación de agua,
ρ_b: Densidad total de la roca g/cc
ρ_s: Densidad de la fase sorbida. g/cc

El volumen ocupado por el gas adsorbido debe tenerse en cuenta para la corrección posterior de la saturación de agua. Esto es conveniente para la medición de la porosidad de la saturación de agua. Para calcular el volumen ocupado por la fase adsorbida, la densidad del gas adsorbido en poros orgánicos debe ser conocida. La medición de la densidad de la fase adsorbida no es un asunto trivial, sin embargo, la densidad para el metano se espera que varíe a través del poro y puede ser diferente de su densidad aparente media, debido a las interacciones entre el metano y las paredes orgánicas. Además, en las Shale de gas cuando la temperatura del yacimiento es significativamente mayor que la temperatura supercrítica del gas natural, es difícil de estudiar las transiciones de fase y determinar si el HC adsorbido esta en forma de líquido o vapor. Ha habido varias sugerencias en la literatura para determinar la

densidad de la fase adsorbida en superficies sólidas. Hay un modelo numérico molecular para determinar la densidad de la fase adsorbida de los primeros principios de la mecánica newtoniana. Las simulaciones moleculares han marcado enormes progresos en los últimos años y se van convirtiendo en una herramienta de uso común en la ciencia y la ingeniería. Hoy en día, las simulaciones moleculares están siendo ampliamente utilizadas para la construcción de experimentos virtuales en los casos donde las mediciones controladas de laboratorio son difíciles, o imposibles de llevar a cabo. Existe una literatura exhaustiva del estudio de la termodinámica de equilibrio de fluidos mediante simulación molecular, relacionados con el cambio de fase de los fluidos totales, caracterización de materiales porosos usando adsorción de gas, y separación de gas multi-componentes. Dependiendo del tamaño de los poros, una región del fluido total puede existir en la porción central del poro, donde la influencia de las interacciones moleculares con las paredes del poro es muy pequeña o insignificante. En los poros con tamaños de hasta 50 nm una combinación de interacciones molécula-molécula y molécula-pared dicta estados termodinámicos del gas y su transporte de masa en el poro. Por otra parte, dentro de un poro con un espesor inferior a 2 nm, las moléculas de metano están siempre bajo la influencia del campo de fuerza ejercida por las paredes; en consecuencia, ninguna región del fluido total se pueden observar en el poro, por lo tanto, el comportamiento de las moléculas adsorbidas se considera mejor que el movimiento de las moléculas de gas libre.

3.4 Evaluación de Metodologías de Cálculo de Reservas en Yacimientos de Shale Gas y Shale Oil

Para evaluar el comportamiento de un pozo tipo, los factores o variables normalmente utilizados en la literatura hidrocarburífera son la producción inicial del pozo (IP), la forma de la curva de declinación (DC) y, a partir de la curva acumulada del flujo de producción, el recurso último recuperable (EUR) será aquel volumen acumulado hasta una presión de abandono considerada. En los plays de Estados Unidos se cuenta con un historial suficiente para determinar este comportamiento. En base a esta experiencia norteamericana podemos notar algo característico del shale oil&gas: la prevalencia de curvas o de perfiles de producción muy heterogéneos, incluso dentro de un mismo play.

En general no se trata de sistemas continuos, ni homogéneos, su geología está lejos de ser ordenada. La figura 85 se presenta el comportamiento promedio de un pozo tipo en cinco plays de EEUU, podemos apreciar el contraste entre ellos.

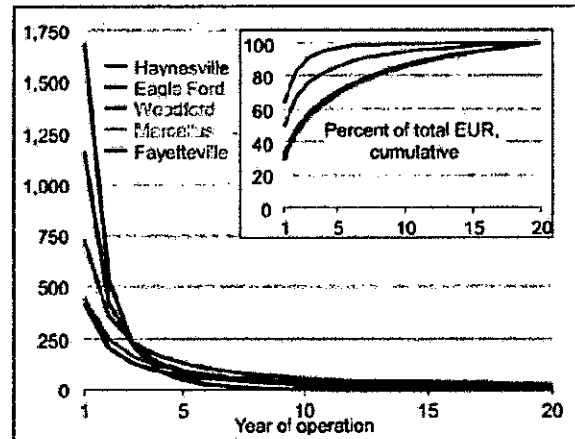


Figura 85: Perfil de Producción de Shale gas en EE.UU.
Fuente: Annual Energy Outlook, 2013.

Se observa como la curva roja (Eagle Ford) en los 10 primeros años recupera aproximadamente el 95% del total acumulado. Se trata de un comportamiento intermedio entre los otros plays presentados en el mismo gráfico. Esto quiere decir que no existe un único tipo de declinación en el régimen de producción del pozo. Algunos podrán agotar más del 98% del total en los primeros cinco años (e.g., Haynesville, en Luisiana), otros, en cambio, apenas superarán el 62% en el mismo período (e.g., Fayetteville, Marcellus o Woodford).

3.4.1 Curvas de Declinación y EUR

La litología de la formación, la geomecánica de la roca, los niveles de presión de la roca, los diferentes diseños de fractura aplicados, entre otras cuestiones, determinarán el perfil de producción de cada pozo. Pero también estará asociada al momento de la curva de aprendizaje de la industria que cada play haya sido desarrollado. El régimen de producción de un pozo tipo es uno de los conceptos medulares en la industria petrolera. Estimando los cursos futuros de producción por pozo es posible determinar la producción futura de un campo o yacimiento y, fundamentalmente, dotar de mayor certeza a las estimaciones de reservas probadas. Es así como los certificadores de reservas fundan sus cálculos en las curvas de

declinación de un pozo tipo (CD), y el acumulado del mismo en un período de tiempo: EUR (Recurso último estimado). Siguiendo la literatura podemos encontrar al menos 3 maneras de modelar el régimen o perfil de producción de un pozo tipo, estas son por medio de:

- Hyperbolic Rate Decline Function,
- Power-Law Exponential Rate Decline Function
- Straight-Line Extrapolation using Rate-Cumulative Production.

En el caso de la primera, **Hyperbolic Rate Decline Function**, se trata del método más común de análisis de performance de un pozo en base a una tasa fija. Fue presentada por Arps (1945) y es parte de lo que se conoce como the Arps Method (Figura 86) y asume un comportamiento del flujo migratorio del modo boundary-dominated flow behavior (BDF), una característica dominante en muchos reservorios.

$$Q_g(t) = \frac{Q_{gi}}{(1+bD_i t)^{1/b}}$$

Arps sugirió que los valores para el parámetro-b deben estar entre cero y uno para la relación tasa de declinación hiperbólica, pero no examinó la posibilidad de que el valor del parámetro b-para mayor que uno. De ahí que en las últimas décadas muchos autores se volcaron a estilizar el comportamiento de yacimientos no convencionales buscando un parámetro b mayor a la unidad. (Boulis, 2010).

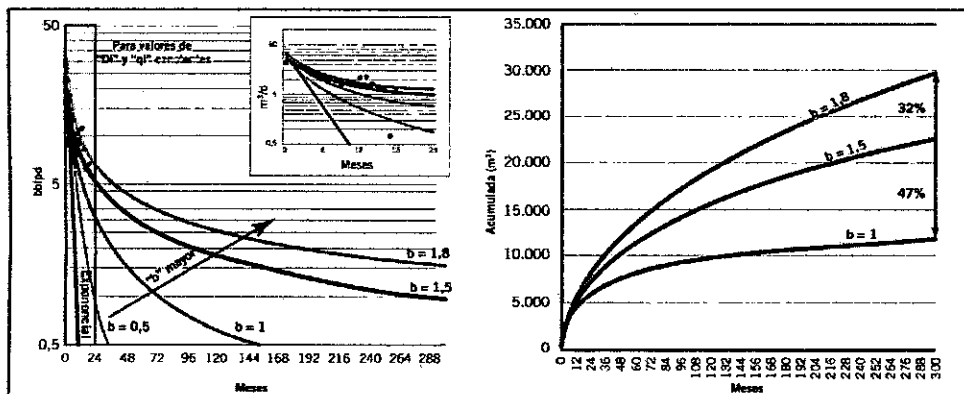


Figura 86: Representación de las curvas de Arps
Fuente: Petrotecnia, 2013.

Una explicación de esta alteración recae sobre el hecho que la producción de los reservorios no convencionales presenta comportamientos caracterizados por largos periodos de operación debido a sus propiedades de baja o ultrabaja permeabilidad de estos sistemas. En este sentido, la utilización de tasas de declinación tipo Arps (es decir, las relaciones disminución exponencial e hiperbólica) estrictamente solo pueden ser aplicables durante un tiempo: aquel en el que el BDF dictamina el régimen de producción. Esto a menudo conduciría a la sobreestimación de reservas si se utilizan las tasas de declinación tipo Arps. No obstante, todavía sigue siendo el perfil de producción para la estimación de reservas. (Ilk et al, 2010).

En Ilk et al (2008) el autor ya había presentado una alternativa al régimen determinado por BDF, allí presentó el comportamiento conocido como **Power-Law Exponential Rate Decline Function**, una tasa de declinación más precisa para la estimación de las reservas en reservorios no convencionales. Aquí los parámetros utilizados requieren de una vasta cantidad de información computada como sustento. La ecuación puede ser anunciada de la siguiente manera:

$$q_g(t) = \hat{q}_{gi} \exp[-D_{\infty}t - D_i t^n]$$

En Tivayanonda et al (2012) se propone una curvatura en tres tramos por medio de un modelo de triple porosidad. Esto obedece a la existencia de una triple porosidad, o bien un sistema caracterizado por tres flujos lineales: desde la matriz a las fracturas naturales, desde las fracturas naturales a las fracturas hidráulicas y desde las fracturas hidráulicas hasta el pozo. No obstante, esto amerita contar con una gran cantidad de información, lo cual dificulta el uso de estas técnicas de modelización, al menos por ahora. Por último, el **Straight-Line Extrapolation o exponencial using Rate-Cumulative Production**, es quizá el comportamiento más utilizado en distintos campos:

$$q_g(t) = q_{gi} \exp[-D_i t]$$

En los reservorios de shale, el estudio de declinación de la producción no está definido por ningún modelo matemático específico. Se conocen algunos modelos utilizados en la actualidad, desarrollados para pozos fracturados de shale gas. Es

3.2.2.1 Perfil de Gamma Ray

Dado que las litologías dominantes en estos reservorios son las arcillas, los carbonatos y también el limo, en la etapa exploratoria, es muy recomendable correr un Gamma Ray Espectral en todo el espesor de interés. Además de permitir discriminar litologías, esta herramienta permite inferir el contenido orgánico total (TOC) a lo largo del espesor perfilado. Los valores de uranio pueden ser calibrados a fin de obtener una curva de TOC, pues estos están generalmente asociados a la materia orgánica. Por otro lado, los valores de potasio y torio permiten obtener una curva de volumen de arcilla (VCL) con muy buen ajuste. Como se explicará más adelante, el TOC y en menor medida el VCL, son fundamentales a la hora de evaluar las zonas a estimular, y el play en sí, siendo el TOC uno de los primeros indicadores a observar. En la etapa de desarrollo sería suficiente un GR convencional luego de haber calibrado exitosamente el espectral con los datos de laboratorio.

3.2.2.2 Perfiles de inducción y sónico

Éstos son perfiles básicos necesarios. Su combinación permite también estimar valores de TOC a través del método de Passey (Passey et al. 1990). El uso más frecuente de la resistividad es identificar potenciales capas de agua, por debajo y/o por encima de la zona de interés. Esto es muy importante en los shales para planificar la estimulación, siempre evitando conectar estas capas. El sónico dipolar es uno de los perfiles más versátiles en este tipo de play. Las empresas de servicio han avanzado mucho en lo que respecta a esta herramienta. Hoy en día se le atribuye la posibilidad de calcular parámetros geomecánicos como fragilidad, relación de Poisson y módulo de Young, TOC (junto a la resistividad) y estrés. A su vez, es utilizado para el cálculo de impedancias, las cuales resultan muy útiles para la identificación de tipos de roca (Rock Typing).

3.2.2.3 Perfiles de densidad y resonancia

Otros dos perfiles de utilidad son el perfil de densidad y la resonancia. El primero utiliza una pastilla radioactiva, la cual de quedarse la herramienta en el pozo, implicaría un costo ambiental muy alto con un costo operativo asociado (cementación completa del pozo u otra acción definida por la autoridad de aplicación). Es por ello

que generalmente se observa el proceso de limpieza del pozo y el comportamiento de la primera carrera de perfilaje para determinar si la estabilidad y condiciones del pozo son adecuadas para la bajada de esta herramienta. Como contrapartida es de los perfiles que más resultados proporciona.

El TOC calculado a partir de la densidad suele presentar muy buen ajuste. La porosidad puede ser calculada teniendo una curva de densidad variable ajustada. En la Figura 73 se compara el resultado del cálculo de porosidad utilizando una densidad constante para todo el espesor (curva verde) con una obtenida con una curva de densidad de grano variable (curva roja). Se puede apreciar que el resultado es sensible a la densidad de grano seleccionada, la cual por ende, debe estar muy bien definida.

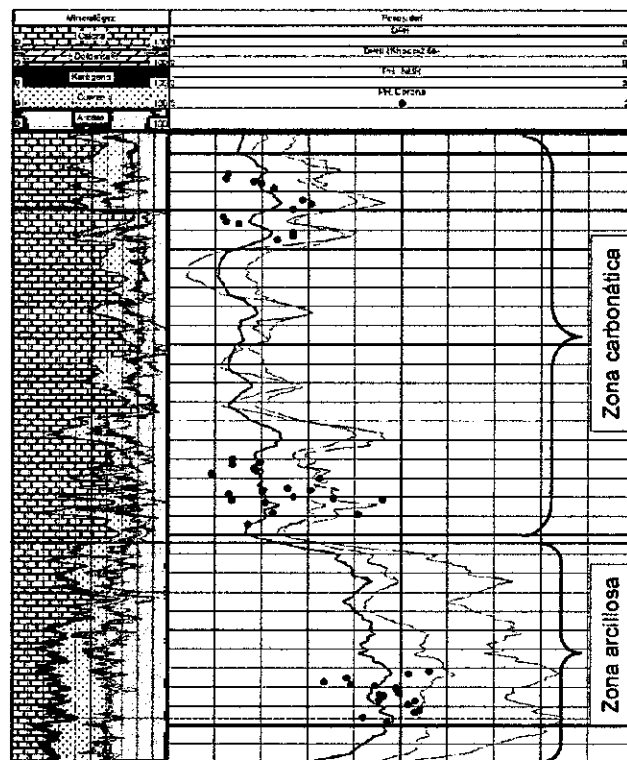


Figura 73: Comparación entre porosidades totales en una formación shale
Fuente: SPE

La resonancia magnética nuclear (RMN), dependiendo la compañía de servicios, puede necesitar una carrera extra y/o ser una herramienta de alto costo. Sin embargo, es la lentitud a la que se debe realizar el perfilaje lo que resulta crítico al momento de elegir correrla. Sin embargo, algo a tener en cuenta a favor de la

porosidad de la resonancia, es que no necesita ajuste ni cálculo alguno. Eso genera que si su respuesta es buena en una serie de pozos que caracterice el área de interés, el RMN podría reemplazar los estudios petrofísicos en muestras de roca, y por lo tanto se ahorraría en extracción de coronas, testigos laterales y estudios de laboratorio. El perfil de densidad bien calibrado también generaría el mismo ahorro pero su ajuste es más complejo y depende de más variables.

Al comparar las porosidades calculadas por el perfil de densidad y obtenidas de la resonancia en el ejemplo de la Figura 72, se observa lo siguiente:

- La porosidad del perfil de densidad, con densidad de grano variable, presenta el mejor ajuste con los datos de laboratorio.
- La obtenida con el perfil de resonancia presenta una diferencia de entre 1 y 3 unidades de porosidad (PU) con el perfil de densidad. A su vez, presenta valores mayores a los obtenidos en el laboratorio. Esto podría deberse a que el ejemplo corresponde a un shale oil, en el cual, por literatura, la resonancia no ajustaría tan bien como en el caso de un shale gas.
- Cabe aclarar que los resultados de laboratorio varían según los laboratorios y por lo tanto las calibraciones y comparaciones dependen de los mismos.
- Debido a la alta laminación y por ende, variación vertical, se recomienda correr el RMN a baja velocidad para lograr su mayor resolución vertical (relacionado al alto de la antena de la herramienta).

3.2.2.4 Perfil mineralógico

La herramienta mineralógica puede ser de utilidad sobre todo para los primeros pozos y dependiendo de las variaciones litológicas del área. Este perfil es reprocesado con datos de muestra de roca, generando un modelo mineralógico que luego puede ser usado en posteriores corridas en otros pozos. En general, luego de correrlo en algunos pozos que permitan caracterizar la zona, este perfil puede ser reemplazado por el conjunto de GR/inducción y de estar disponible, por el perfil de densidad. Otra utilidad del perfil mineralógico está asociada a su curva de densidad de matriz para ser utilizada en el cálculo de porosidad a partir del perfil de densidad. Sin embargo, si la litología del área no es muy variable, se puede generar una curva de

importante tener en cuenta que los reservorios de shale poseen una permeabilidad ultra baja, lo cual puede verse reflejado en un flujo transitorio por un período muy extenso, que a veces se extiende a toda la vida útil del pozo, un área de drenaje no necesariamente circular, y el hecho de que son pozos estimulados mediante fracturamiento hidráulico. A raíz de esto surge el interrogante de cuál es el modelo de declinación más adecuado para realizar pronósticos de producción y cuál es la historia de producción mínima para que estos pronósticos tengan un considerable nivel de confianza. Algunos modelos utilizados en pronósticos de shale gas son el modelo exponencial extendido (Stretched Exponential Model, Valkó, 2010) y el Modelo de Duong (2011), los cuales, comparados con las curvas de Arps, resultan más conservadores. Sin embargo, los autores recomiendan historias de producción de más de 3 años.

Cuando se realizan estimaciones del parámetro b en pozos productores de reservorios de muy baja permeabilidad de petróleo (shale oil), los mejores ajustes generalmente tienen resultados de b mayores a 1. Estos valores pueden conllevar a reservas sobreestimadas o infinitas, lo cual resulta poco realista. La combinación con un ajuste exponencial a partir de un valor de declinación mínima (D_{min}) hace que este modelo dé como resultado valores de reservas finitas a tiempos razonables (figura 87).

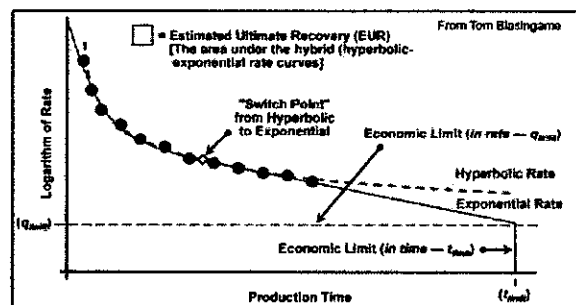


Figura 87: Representación de la curva hiperbólica modificada
Fuente: SPE, 2013.

Matemáticamente, la curva hiperbólica modificada (hiperbólica y exponencial) se describe de la siguiente manera:

$$q(t) = \begin{cases} \frac{q_i}{(1 + bD_i t)^{\frac{1}{b}}} & D < D_{min} \\ q_i e^{-D_i t} & D \geq D_{min} \end{cases}$$

Sin embargo las otras curvas también pueden ajustarse al comportamiento del comportamiento de shale gas. En la figura 88 se muestra el comportamiento de algunos shale de EE.UU. donde la curva hiperbólica representa el régimen de flujo de estas formaciones.

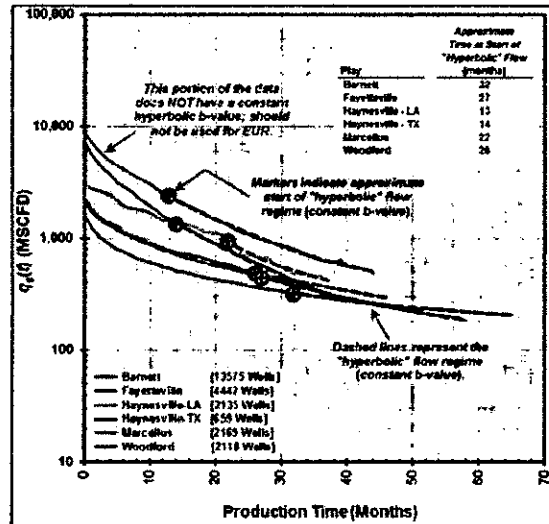


Figura 88: Representación de las curva hiperbólica modificada
Fuente: SPE, 2013.

En la figura 89 se representan comportamientos con otras curvas como Power Law Exponential (PLE), stretched Exponential (SE), Doung 2010 (DNG) y Logistic growth que determinaran la mejor estimación de reservas en reservorios de shale o shale oil.

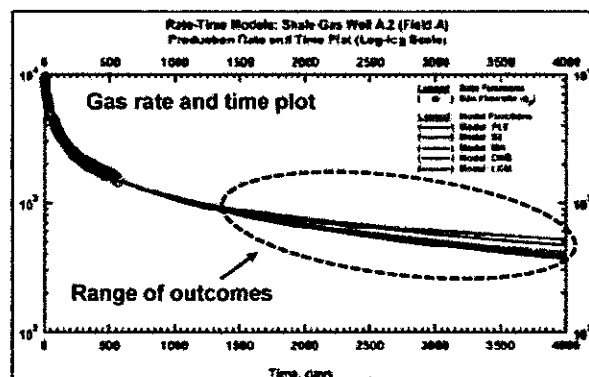


Figura 89: Diferentes modelos de curvas declinación en shale gas
Fuente: SPE, 2013.

En la figura 90 se representan el modelo de análisis de flujo transiente en un modelo de un pozo horizontal fracturado en un grafico log-log. Se muestran las diferentes pendientes de acuerdo al tipo de régimen de flujo.

Este análisis debe tener en cuenta la permeabilidad, las propiedades de fractura, el acumulado y el área de drenaje.

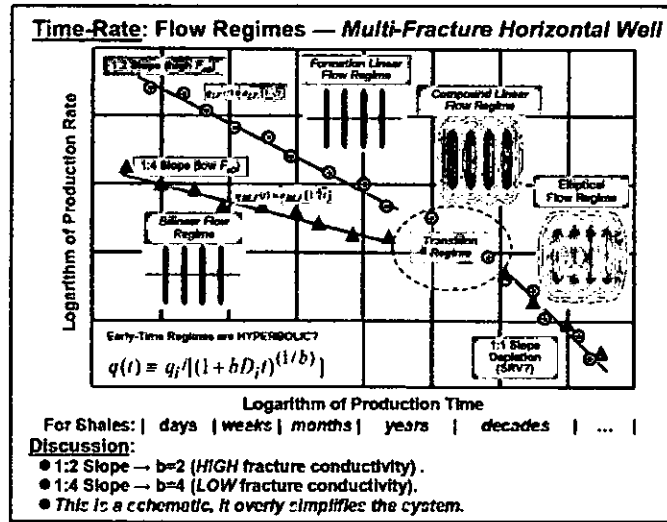


Figura 90: Regímenes de flujo en un pozo horizontal fracturado.
Fuente: Blasingame, 2013.

3.5 Evaluación de Metodologías de Cálculo de Factor de Recobro

3.5.1 Factor de recobro de fuentes bibliográficas

De acuerdo a la información recopilada de la SPE y diferentes textos sobre los reservorios no convencionales, el factor de recobro para los plays de shale oil se encuentra en un valor del 6% (Marathon Oil Company 2007) o de acuerdo al tipo de área (mejores propiedades) puede encontrarse en un rango de 1 a 15% (The Oil Drum 2008). En la figura 91 muestra un grafico donde con valores de factores de recobro recopilados la universidad de Texas A&M realizo un histograma donde el factor de recobro promedio tiene un valor de 8.8 % RF.

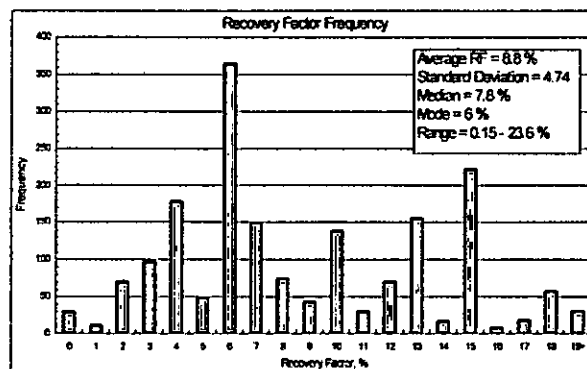


Figura 91: Factor de recobro de la formación Bakken.
Fuente: SPE, Texas A&M University, 2009.

En reservorios de shale gas se muestra la estimación del factor de recobro en Barnett shale (Figura 92) donde los valores de P10, P50, y P90 fueron de 10, 18, and 35%, respectivamente. El factor de recobro para Eagle Ford se encuentra en valores de 25% (P10) a 40% (P90). La metodología fue realizada por Texas A&M University, siguiendo la metodología “Unconventional Gas Resource Assessment System” UGRAS, que mediante un programa de computadora que integra la técnica de Monte Carlo con un simulador analítico reservorios.

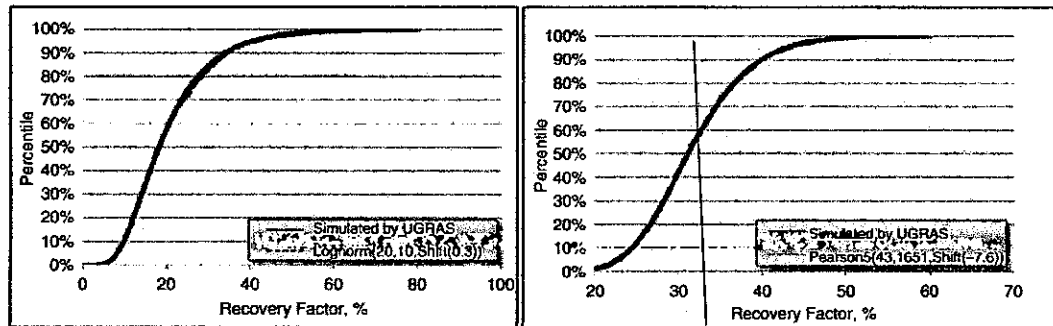


Figura 92: Factor de recobro de la formación Barnett e Eagle Ford.
Fuente: SPE, Texas University, 2013.

3.5.1 Método de Balance de Materia

Otro método para la estimación del factor de recobro en shale oil es mediante balance de materia. Tomando el ejemplo de la formación Bakken que es un reservorio de petróleo subsaturado donde para este tipo de reservorio se aplica la siguiente ecuación (Dake 1978):

$$N = \frac{\left[N_p (1 + \Delta p_R c_o) - \frac{W_p}{B_{oi}} \right] (1 - S_{wi})}{\Delta p_R [c_o + c_f - S_{wi} (c_o - c_w)]}$$

Resolviendo para N_p y dividiendo por N (OOIP) el factor de recobro se determina siguiendo la siguiente ecuación

$$\frac{N_p}{N} = \frac{\Delta p_R (c_o + c_f - S_{wi} (c_o - c_w))}{(1 + \Delta p_R c_o) (1 - S_{wi})}$$

Para aplicar este método se debe tener en cuenta parámetros como la presión, (si está por debajo del punto de burbuja) ya que al caer por debajo del punto de

burbuja este método ya no sería muy confiable por lo que es importante determinar en qué punto el reservorio cae debajo del punto de burbuja. En la figura 5 se muestra el grafico de producción vs. Producción acumulada y GOR vs. Producción acumulada de la formación Bakken. Se observa en la figura que el GOR se mantiene constante y la producción se mantiene constante hasta que la presión cae por debajo del punto de burbuja.

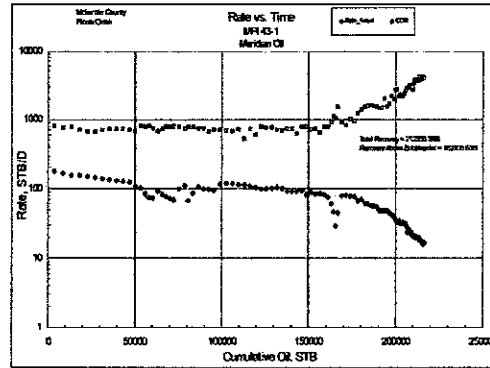


Figura 93: Grafico GOR VS. Petróleo Acumulado de Bakken
Fuente: SPE, Texas A&M University, 2009.

En las figuras 94 se muestra el ejemplo de la estimación del factor de recobro mediante el método de balance de materia en la formación bakken. Se muestra en efecto del punto de burbuja, de la variación del GOR, de la gravedad del petróleo y gas. En este análisis se obtuvo un valor de 2.6% en zona pobre y de 16.2% en zonas de alta calidad.

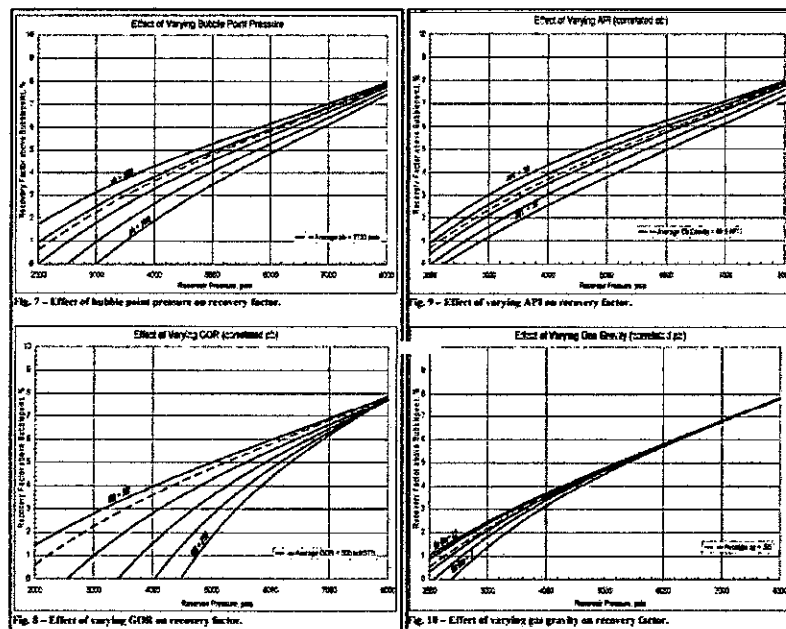


Figura 94: Grafico de sensibilidad diferentes parámetros, ejemplo de bakken shale
Fuente: SPE, Texas A&M University, 2009.

Mediante simulación de Montecarlo la universidad de Texas estimo mediante este método valores de P10 a P90, los valores oscilan en 7%. El valor de P10 fue de 6.1 % y el de P90 fue de 8.7. El valor mínimo estimado fue de 4.9% y el máximo de 10.2%.

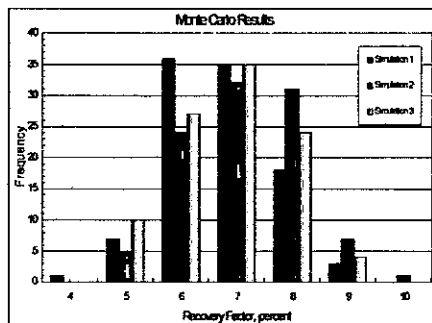


Figura 95: Simulación Montecarlo, ejemplo Bakken shale.
Fuente: SPE, Texas A&M University, 2009.

3.5.2 Método de Curva de declinación

Este método usa las curvas de declinación para lo cual es necesario tener data de producción disponible. Para determinar el factor de recobro con la data de producción se ajusta la curva de declinación y se obtiene el EUR, este valor se divide con el OOIP y se obtiene el factor de recobro. Para obtener valores confiables es importante determinar un valor de OOIP que sea confiable además de tener suficiente data de producción y un buen ajuste de la producción con los modelos de las curvas de declinación mencionados el ítem anterior. En la figura 96 se muestra un ejemplo de la declinación de un pozo promedio de bakken shale, el pozo tenía poca información de producción pero se observa un buen ajuste donde el EUR es de 370 MSTB, con un valor estimado de OOIP de 5010 Mbbls se obtiene un FR del 7%. En la figura 97 se muestra la estimación del factor de recobro en 19 pozos de bakken shale.

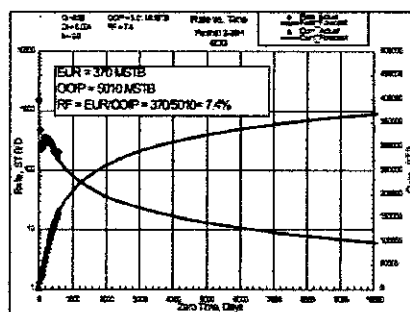


Figura 96: Ejemplo de estimación de factor de recobro con curvas de declinación de la formación Bakken.

Fuente: SPE, Texas A&M University, 2009.

Well Name	Operator	Status	County	OOP		EUR		RF
				MSTB	percent	MSTB	percent	
SUSAN KAYE 8-7H - 8-7H	MUREX PETROLEUM CORPORATION	A	Williams	10,543	119.0			1.1
DVORAK 11-4H - 11-4H	ANSBRO PETROLEUM COMPANY L	A	Dunn	2,592	474.9			18.3
SGMA-LEE 14-3 - 14-3	TRIC RESOURCES INC.	A	Williams	5,132	113.6			2.2
ANDERSON STATE 41-25H -	ANSBRO PETROLEUM COMPANY L	A	Dunn	3,171	236.4			7.5
XAVIER 1-10H - 1-10H	CONTINENTAL RESOURCES INC.	A	Billings	2,665	219.7			8.2
NATALIE 1-2H - 1-2H	CONTINENTAL RESOURCES INC.	A	Billings	1,787	315.4			17.6
STROM 25-36-163-99H - 25-36	SAMSON RESOURCES COMPANY	A	Divide	9,399	449.4			4.8
SVEEN 14X-34 - 14X-34	HEADINGTON OIL LIMITED PARTNE	A	Williams	10,835	422.2			3.9
LEANN RAE 28-33H - 28-33H	MUREX PETROLEUM CORPORATION	A	Williams	9,438	376.2			4.0
ERIN LYNN 3-10H - 3-10H	MUREX PETROLEUM CORPORATION	A	Williams	9,086	274.3			3.0
PARSHALL 1-36H - 1-36H	EOG RESOURCES INC.	A	Mountra	8,308	266.3			3.2
PARSHALL 2-36H - 2-36H	EOG RESOURCES INC.	A	Mountra	5,010	370.8			7.4
BARTELSON 1-3H - 1-3H	EOG RESOURCES INC.	A	Mountra	8,396	760.0			9.1
WARBERG 1-25H - 1-25H	EOG RESOURCES INC.	A	Mountra	6,903	506.0			7.3
EHLERT 1-35H - 1-35H	EOG RESOURCES INC.	A	Mountra	7,985	818.0			10.2
PATTEN 1-02H - 1-02H	EOG RESOURCES INC.	A	Mountra	8,184	577.0			7.1
ZACHER 1-24H - 1-24H	EOG RESOURCES INC.	A	Mountra	6,896	529.4			7.7
HOFF 1-10H - 1-10H	EOG RESOURCES INC.	A	Mountra	8,471	705.0			8.3
N&D 1-05H - 1-05H	EOG RESOURCES INC.	A	Mountra	7,448	621.0			8.3
Average Comparable				6,465	300.1			6.41
Average Adjacent				7,511	572.6			7.62
Average Total				6,960	429.2			7.05

Figura 97: Ejemplo de estimación de factor de recobro en Baken Shale.

Fuente: SPE, Texas A&M University, 2009.

3.6 Métodos de Completación y Estimulación para Shale gas y shale oil

3.6.1 Pozos Horizontales

Las tecnologías establecidas para el desarrollo de estas formaciones son la perforación horizontal y el fracturamiento hidráulico; la perforación horizontal data de la década de los 30 y el fracturamiento hidráulico data de la década del 50. La diferencia clave entre un completamiento de Shale gas y uno convencional es la estimulación del yacimiento (fracturamiento hidráulico a gran escala). La figura 19 ilustra como un pozo horizontal tiene más área expuesta que un pozo vertical. Por ejemplo, en Marcellus un pozo vertical puede estimular solo 50 pies de formación mientras un pozo horizontal puede tener una extensión lateral de 2000 a 3000 pies dentro de una formación de 50 a 300 pies de espesor. Esto incrementa el área expuesta lo cual trae más ventajas que un pozo vertical.

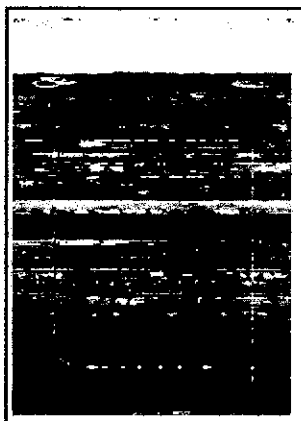


Figura 98: Pozo horizontal y vertical en una formación Shale.

Fuente: Perez, 2009.

Hay una gran variedad de factores que influyen la elección ya sea, de un pozo vertical o de un pozo horizontal. Mientras el pozo vertical puede requerir menos capital invertido por pozo, la producción es obviamente menor. Un pozo vertical puede costar 0,8 millones de dólares (excluyendo infraestructura y localización) en perforación comparado con 2,5 millones de dólares o más de un pozo horizontal (sin incluir infraestructura y localización). A continuación se muestran algunas de las razones por las que se usan pozos horizontales.

- Reduce la invasión en superficie, en el caso de que se tenga una sección de 1 milla cuadrada, se requerirían 16 pozos verticales cada uno separado en diferentes localizaciones. Alternativamente, de 6 a 8 pozos horizontales (a veces más) perforados de una sola localización, accediendo al mismo o mayor volumen de yacimiento.
- La baja permeabilidad del Shale requiere pozos verticales en espaciamientos muy cortos (mucho menor que los convencionales) para un mejor desarrollo del recurso. Esto puede resultar en desarrollos iniciales de pozos verticales en espaciamientos de 40 acres o menos por pozo, para un drenaje eficiente del yacimiento.
- En adición, la perforación horizontal puede reducir significativamente el número de locaciones de pozo, caminos de acceso, rutas de líneas de flujo y facilidades de producción requeridas, minimizando la fragmentación del hábitat, el impacto a la sociedad y todo lo concerniente al problema ambiental.

Los análisis mostrados en 2008 por el departamento del interior de EUA, estima que en un pozo vertical somero completado en Fayetteville tuvo un espaciamiento de 2 acres, 0.1 millas de carreteras y 0.55 millas de corredores de utilidad, resultando en un total de terreno alterado de 4,8 acres por pozo. Para esta misma formación una locación de un pozo horizontal ocupa cerca de 3,5 acres de caminos y utilidades, resultando en un total de 6,9 acres. Si una sola locación tiene pozos multilaterales horizontales puede requerir un poco más de terreno. Los pozos horizontales han sido usados por muchas compañías para acceder al recurso de gas natural y así evitar impacto ambiental por infraestructura, estructuras, áreas ambientales sensibles u otros impactos que se pueden presentar por la explotación con

pozos verticales. El desarrollo de Barnett cerca al aeropuerto internacional de Dallas es un claro ejemplo de cómo los pozos horizontales se desarrollan en zonas urbanas.

En un pozo de producción se reduce el riesgo, ya que la presión de la zona productora es menor que la del lodo, obteniendo gas y fluidos asociados, haciendo menos posible la intrusión de fluidos de producción en zonas de agua dulce. Por otra parte un pozo productor de gas es operado a una presión menor comparada con un pozo en perforación. La figura 99 compara el estimado de profundidades de formaciones de Shale someras y la base máxima de agua. Para cualquier fluido presente en la zona de producción que pueda alcanzar agua en el subsuelo, el fluido debe migrar a través de esas zonas suprayacentes.

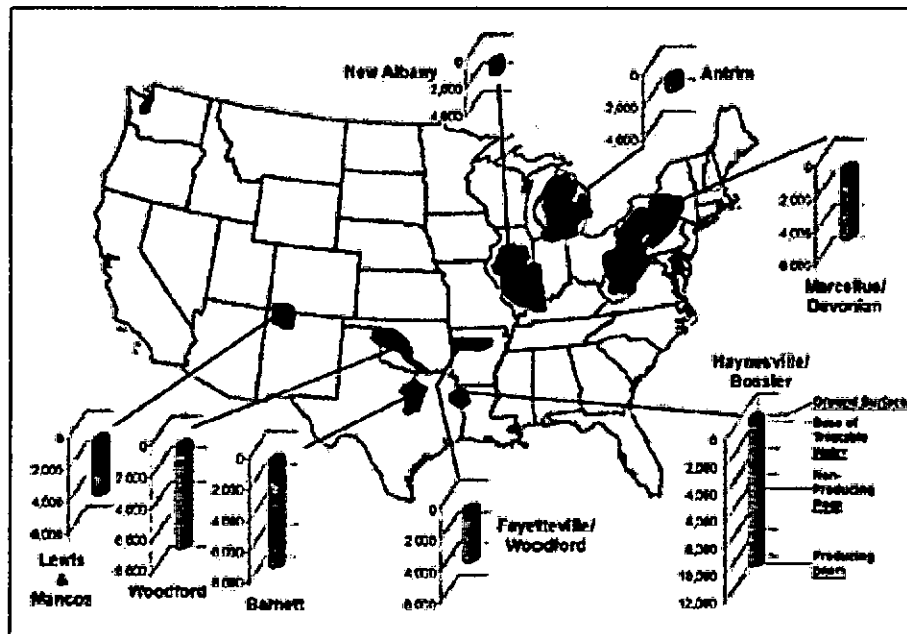


Figura 99: Profundidades de formaciones Shale y de acuíferos en EE.UU.
Fuente: SPE, EIA, 2009.

3.6.2 Fracturamiento Hidráulico

3.6.2.1 Selección del punto de fracturamiento

Puntos de inicio de fractura son seleccionados dividiendo el pozo en zonas equidistantes. Los métodos de selección óptima de puntos de inicio de fracturas pueden centrarse en las partes más productivas. Algunos métodos se mencionan a continuación: La composición del gas en registros, la tasa de penetración (ROP) en la perforación, módulo y la variación de la tensión de registros sísmicos, saturación de

agua de la Shale, la mineralogía de las plugs y otras valoraciones petrofísicas. Registros que indican el nivel de emisiones de metano y las pruebas un poco más específicas implican muestras de metano y etano. Los gases de metano y etano crean isothermas de adsorción en diferentes Shale.

Inicialmente, el componente de metano del gas será mayor y los componentes de etano aumentarán (a través de desorción) a medida que cambia la presión. Comparando el total de metano y las proporciones de metano-etano podría ser una pista del tipo de forma de almacenamiento de gas, y / o la presencia de porosidad y fracturas naturales. Otros métodos de registro para la identificación y localización de las fracturas naturales en los pozos de gas Shale han descrito la capacidad para propagar preferentemente fracturas iniciales a través de los sistemas de fracturas naturales. El aumento de la saturación de agua en Shales se ve como un perjuicio. Las moléculas de agua son ligeramente más pequeñas que las moléculas de metano, y, posiblemente, pueden crear obstrucciones en los poros más pequeños. Minerales, como sílice, calcio, dolomita y arcillas son claves para determinar la fragilidad y mayor presencia de calcita como líneas en los cortes puede ser un indicador del relleno de fractura.

En general, Shale prospectivos se han limitado por los componentes de arcilla (generalmente menos del 40%), Módulo de Young estático con un exceso de $3,5 \times 10^6$ psi, rangos de Módulo de Young dinámico a estático coherente con yacimientos clásticos (no dúctil o de alto contenido de arcilla), y con fragilidad suficiente para el flujo de gas en condiciones efectivas de confinamiento a través de una grieta no soportada.

3.6.2.2 Espaciamiento de fractura, Orientación y espaciamiento de pozos

El espaciamiento de los pozos horizontales a través del Shale puede influir, en cómo las fracturas se inician y propagan. El mejor completamiento para la recuperación de gas debe tener en cuenta las siguientes consideraciones:

- El conocimiento de la dirección de fractura y la dirección del pozo.
- Conocimiento de mecánica de rocas para perforación y desarrollo de tamaño de fractura inicial y la complejidad máxima de las redes de fractura.

- El conocimiento máximo de interferencia entre fracturas, y entre pozos adyacentes.

En última instancia, el espaciamiento óptimo de los pozos y fracturas a lo largo de cada pozo es controlado por una selección. Entre más pozos para drenar el área del yacimiento con baja tecnología de fracturamiento frente al coste de las fracturas de más alta tecnología para drenar el área con menor número de pozos. Para poder tomar esta decisión requiere (Figura 100):

- Cálculo de un valor de costo / beneficio de las etapas adicionales de fracturamiento vs costo / beneficio de pozos adicionales.
- Capacidad para difundir de forma fiable y estabilizar las fracturas en las proximidades de las áreas deseadas.
- Generación de enfoques específicos en ingeniería de producción para maximizar la recuperación de gas.

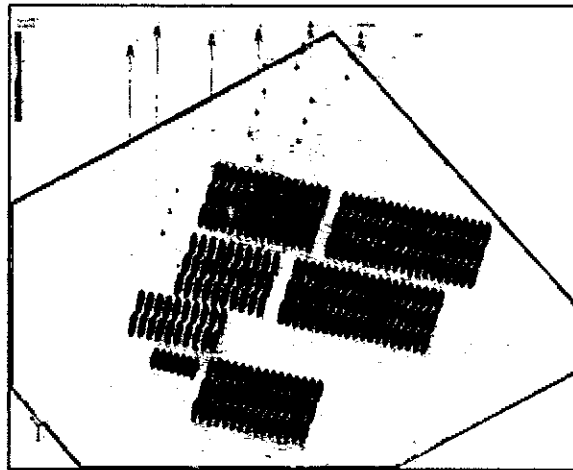


Figura 100: Modelamiento de Fracturamiento en formación Shale.
Fuente: Baker Hughes, 2013.

La primera consideración es la orientación del pozo, que debe ser resuelta para obtener una óptima orientación de las fracturas transversales. Los resultados de los pozos de Barnett Shale muestran que en áreas corazonadas donde las barreras de las fracturas, la orientación del pozo puede ser importante, pero no puede ser un factor crítico para el éxito económico. La dirección de la fractura principal usualmente está cerca al esfuerzo perpendicular horizontal mínimo. La orientación de la fractura

natural primaria e inducida con la técnica de fractura en un campo suelen ser similares, aunque las variaciones locales de estrés pueden crear excepciones. Una tendencia creciente en los completamientos de Shale es el número de etapas de fracturamiento. Comparaciones y evaluaciones directas de las etapas de fracturamiento han mostrado que entre más etapas hay aumento en la productividad del yacimiento. La longitud promedio de la sección de fracturamiento ha decrecido de 3000-4000 ft (año 2002) a lo largo del pozo a secciones de fracturamiento pequeñas de 250-350 ft en pequeños intervalos en pozos cementados.

Los Shale delgados pueden requerir más fracturamiento, menor volumen de secciones para evitar zonas de ruptura, mientras que un Shale con más espesor puede necesitar menos etapas si una mayor tasa de inyección puede aumentar la complejidad de las fracturas. Aunque el diferencial de tensión inicial ha sido visto como un control de la dirección de la fractura por muchos autores y modeladores de fracturas, las tensiones creadas durante el fracturamiento hidráulico en Shale de baja permeabilidad, así como, literalmente, cientos de fracturas abiertas y ampliadas, inducirán esfuerzos locales en el campo que pueden eclipsar a las demás pero con un orden más alto de tensiones en el yacimiento.

3.6.2.3 Selección de los métodos y materiales

Aunque el fracturamiento slickwater ha dominado el fracturamiento en Shale, no debe suponerse que es la técnica por excelencia, particularmente cuando el propante necesita ser probado. Si las características de la Shale son similares a la de Barnett, se debe considerar los materiales y las técnicas que se han usado desde la década de 1980 en 17 condados de Texas. El fracturamiento Slickwater es bastante simple con cantidades mínimas de polímeros y bajas cantidades de arena que cualquier gel. El Slickwater no es ideal para todas las Shale y puede ser la elección equivocada para algunos Shale. La elección del slickwater, gelificado, asistida por gas o híbrida debería hacerse sobre la base de las características y requerimientos individuales del Shale para una producción estable. Las elecciones dependen en aumentar la superficie de contacto de la Shale, conociendo las necesidades de propante y logrando resultados de producción.

En resumen, el slickwater puede romper las fisuras, micro-grietas, fracturas naturales y capas confinadas en la Shale, abriendo grandes áreas de contacto de la Shale, pero el fracturamiento base agua también tiene bajas concentraciones de arena y resulta en una solución rápida, de manera que la fractura puede limitar la capacidad de flujo. Fallar en crear la conductividad después de terminada la técnica puede limitar drásticamente la productividad de algunas formaciones. En algunos casos con altos módulos, la parte superior de fracturas no soportadas en ambientes de baja tensión (como Barnett) todavía puede tener la suficiente capacidad de flujo total para que fluya gas hacia la parte inferior que es la parte de la fractura debidamente soportada, pero no puede tener la capacidad de flujo para que fluya tanto gas horizontalmente a lo largo de la fractura no-soportada. Hay estudios sobre las limitaciones del fracturamiento de agua con énfasis en

Tight sands. Sus directrices se basaron en mediciones geomecánicas y un moderno simulador de fracturamiento en una fractura doble ala y se ofrece como un punto de partida para la selección de un fracturamiento slickwater. En las Shale con un alto grado de complejidad, la fractura doble ala no es recomendable en fracturas con longitudes individuales pequeñas y en el desarrollo de las trayectorias de flujo en las fracturas naturales (complejidad). Otros factores implicados en la selección de fluidos incluyen el gasto relativo de los fracturas (limpieza y el tiempo para que el gas sea comercializable), la comunicación de la fractura al pozo y el daño causado por cualquier componente del fluido. En el pasado la tecnología de fractura con gel usando una carga alta de polímero e iones metálicos mezclados fueron significativamente más dañinos que los geles con menos carga de polímero. Se han propuesto y probado muchos otros fluidos en Shale, tales como la espuma, nitrógeno puro, gas licuado gelificado, nitrógeno criogénico, propantes, gas natural licuado, CO2 licuado, geles de surfactante, etc.

3.6.2.4 Influencia de discontinuidades geológicas en Fracturamiento

En una serie de experimentos de fracturamiento en la Shale de Woodford, se observó que la intersección con características estructurales locales (fallas, sistemas de fracturas) tuvo un efecto significativo sobre la geometría de la fractura. Estos rasgos pueden dominar el crecimiento de la fractura completamente así como las fases subsecuentes donde puede continuar creciendo en la falla o sistema de fracturas

previamente interceptadas. Esto puede evitar que la longitud total de las fracturas laterales para ser estimuladas cause un rendimiento mucho menor. En otros casos, el fracturamiento en fallas condujo el agua de producción a una pérdida general de eficiencia de fracturamiento. En algunos casos, el fracturamiento en las fallas no tuvo ningún efecto significativo en la producción.

3.7.1 Disponibilidad de agua

Fm. Stage	Volumen promedio de agua por pozo para perforación (Gal.)	Volumen promedio de agua por pozo para fracturamiento (Gal.)	Volumen Total de agua por pozo (Gal.)
Barnett	400000	2300000	2700000
Fayetteville	60000	2900000	3060000
Haynesville	100000	2700000	3700000
Marcellus	80000	3800000	3880000

El agua usada en las 4 formaciones proviene generalmente de cuerpos de agua en la superficie, como ríos y lagos, pero algunas veces viene del subsuelo, recursos privados de agua, aguas municipales, y agua reciclada de pozos anteriores. La gran cantidad de las formaciones explotadas están en zonas de alta a moderada precipitación anual de lluvias (figura 102).

Figura 102: Mapa de precipitaciones de lluvia en shales de EUA.
Fuente: EIA, 2009

Los cálculos indican que el rango de uso de agua es de 0,1% a 0,8% por formación. Este volumen es pequeño en términos de toda el agua disponible en el área; sin embargo los operadores necesitan el agua cuando están perforando. Retirar agua de los cuerpos en superficie, durante periodos de sequía puede afectar la vida acuática, la pesca y actividades recreacionales, suministros municipales de agua y otras industrias que la requieran. Para poner en perspectiva el agua usada en explotación de Shale gas, el consumo de agua para la generación de energía eléctrica en la cuenca del río Susquehanna es de 150 millones de galones por día, mientras que la demanda pico total en la Shale de Marcellus en la misma área es de 8,4 millones de galones por día. Mientras exista una variedad de opciones, las condiciones para obtener agua son complejas y varían de región a región, dependiendo desde luego de las regulaciones regionales.

Después de un tratamiento de fracturamiento hidráulico, cuando las presiones sobre el pozo son retiradas, el fluido fracturante en base agua, mezclado con los fluidos de formación, empiezan a fluir hacia superficie. Esta mezcla constituida por diferentes componentes puede variar de menos de 5000 ppm de sólidos disueltos (agua fresca) a grados de salinidad de 5000 a 100.000ppm de sólidos disueltos. La mayoría del fluido fracturante se recupera en solo unas horas o un par de semanas, recuperándose de 30 a 40% del volumen inicial de fluido fracturante, dándose en algunos casos de que siga fluyendo por algunos meses, asociado con la producción de gas. La pérdida de fluido se da porque se queda en los sistemas de fracturas para soportarla y evitar que se cierre. El fluido que sube a superficie se inyecta en el subsuelo, se hace tratamiento y descarga o se recicla. La inyección en el subsuelo ha sido la más tradicional en la producción de agua en Shale gas. Esta agua salada es puesta en su lugar en formaciones porosas aisladas por formaciones sello para que no hayan filtraciones a aguas subterráneas no contaminadas (cabe anotar que los pozos inyectoros deben ser pozos fuera de producción).

En pozos donde hay ambiente urbano como en Barnett, se han construido ductos para transportar el agua producida a los sitios de disposición, esto minimiza el tráfico de tractomulas, emisiones de gas de combustión y reservación de carreteras y caminos locales

CAPITULO IV

ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS DE LA INVESTIGACIÓN

4.1 Evaluación de Shale Gas: Caso Colombia

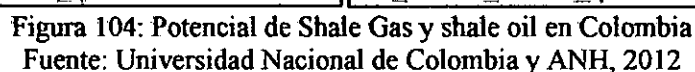
En Colombia se cuenta con información del potencial de reservorios no convencionales, según el reporte de la Agencia Nacional de Energía del 2013, Colombia cuenta con recursos de Shale gas y shale oil. Las formaciones con gran potencial de shale gas y oil son depósitos marinos del Cretácico (La Luna, Capacho, Gacheta) ubicados principalmente en la Cuenca de Catatumbo, Valle Medio del Magdalena y en la Cuenca Llanos. En la figura 103 se muestra la sección estratigráfica de las tres cuencas, se observa que las formaciones La Luna, Rosablanca, Capacho y Gacheta pertenecen a la edad del Cretácico.

		BASIN		MID MAGDALENA VALLEY	MARACAIBO-CATATUMBO	LLANOS
ERA	PERIOD	EPOCH	FORMATION			
CENOZOIC	QUATERNARY	Pleistocene	Altiplano		Altiplano	Nicoesada
	TERTIARY	Pliocene	Mesa		Guayabo	Guayabo
		Miocene	Pest	Leon		Leon
			Colorado	Carbonera		Carbonera
			Murososa			
		Oligocene	Esmeraldas			
		Eocene	La Paz		Mirador	Mirador
		Paleocene	Libana	Mirador	Los Cuervos	Los Cuervos
				Barco	Barco	
	MESOZOIC	CRETACEOUS	Upper	Unir	Mio Aca	Quachape
La Luna				Colón	Gacheta	
Simiti				La Luna	Una	
Tachao				Capacho		
Pupo				Aquardiente		
Lower				Apon		
			Rosablanca		Rio Negro	
			Cumbre			
			Aracabo			
			Oiron		Oiron	
JURASSIC						
TRASSIC						
Source Rock		Conventional Reservoir		Unconventional Reservoir		

Figura 103: Sección estratigráfica del VMM, Catatumbo y Llanos

Fuente: ARI, EIA, 2013.

En la figura 104 y en la figura 105 se muestra el mapa de potencial de shale gas y shale oil in place distribuido por cuencas. Este reporte realizado por la Agencia Nacional de Hidrocarburos y la Universidad Nacional de Colombia en el 2012, muestra potencial de Shale gas de 265 TCF (P90) y de shale oil de 19 MMMbls (P90).



CUEBKA	ROCA FUENTE	ROCA RESERVORO	ROCA SELLO	TOC Actual %	Hl mg HCl/g	Ro	ESPESOR m	EXTENSION COCINA km ²
LLANOS ORIENTALES	Fm. Gacheta	Fms. Mirador, Barco, Corbenera	Fms. Carbonera, Guadalupe	2,00	300	0.8	300	55000.89
	Fm. Barco			2,00	200	0.6	300	30452.06
CATATUMBO	Fm. La Luna	Fm. Barco	Fms. Colón, Lee Coarvee	3,20	300	0.7	62	2777.21
	Fm. Capacho			2,10	350	0.8	200	3202.24
VALLE INFERIOR DEL MAGDALENA	Fm. Piqueora	Fm. Ciénaga de Oro	Fms. Ciénaga de Oro, Tubará	2,00	300	0.5	250	9785.00
	Fm. Ciénaga de Oro			2,00	200	0.5	120	7890.00
VALLE MEDIO DEL MAGDALENA	Fm. La Luna	Fms. Los Santos, Rosablanca, Tofeño	Fms. Peña, Siratá	4,00	350	0.8	300	3677.00
	Grupo Calabón			4,00	300	0.9	200	4252.00
	Grupo Villota							
VALLE SUPERIOR DEL MAGDALENA	Grupo Villota Ceromaniño	Fm. Calabón y el Grupo Guadalupe	Fm. Calabón, Grupo Villota	7,00	350	0.7	200	3132.00
CESAR- RANCHERIA	Fm. La Luna (Subsección Cesar)	Fm. Río Negro	Fm. Molino	3,00	400	0.8	250	2853.09
	Fm. La Luna (Subsección Ranchería)			3,00	300	0.7	200	993.73
GUAJIRA Y GUAJIRA OFFSHORE	Fm. La Luna	Grupo Capadó	Fms. Colón, Sierraón	2,00	200	0.7	120	3557.43
CORDILLERA ORIENTAL	Fm. Uno - Fm. Guadalupe	Fm. Uno	Fm. Sotoca	2,00	40	1.69	200	640.77

Figura: ANH, 2009

La formación La Luna muestra excelentes condiciones de potencial de Shale Gas y Shale Oil en las Cuencas del Catatumbo, Valle medio del Magdalena, el valle superior del Magdalena y la cordillera oriental. Una combinación de elementos como un alto valor de TOC, alta madurez, buen espesor y una profundidad adecuada permiten la exploración de estas unidades en diferentes regiones de Colombia. En la región de Catatumbo, la formación La Luna es la principal roca fuente y reservorio

secundario, se ha probado en campos como Tibu, Cerro Gordo, Petrolea, Bonito y en las Cruces. Alcanza un espesor mayor a 100 m. con valores de TOC de aproximadamente 4-5 % y una madurez térmica entre 0.8 y 1.3 %Ro. La riqueza calculada para esta unidad oscila entre 4 a 19 MMboe/km². En el valle medio del Magdalena (VMM), la formación alcanza espesores de 600m. Valores de TOC entre 2 y 6% y madurez térmica de aproximadamente 0.5 y 1.3% Ro. En la figura 107se muestra que el perfil de reflectancia de vitrinita en los pozos localizados en el área sur es mayor que en el norte de la Cuenca Catatumbo. Muchos pozos se han probado en la formación la Luna como reservorio secundario con producción de petróleo ligero en diferentes campos (Totumal y Chuirá). La riqueza calculada en algunos pozos es de 41 MMboe/km².

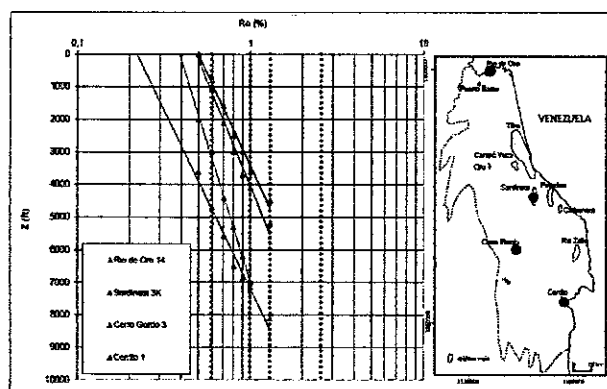


Figura 106: Reflectancia de la vitrinita vs. Profundidad, cuenca de catacumbo-Colombia
Figura: ANH, 2009.

La Formación La Luna se encuentra en profundidades que van desde 6.000 a 7.600 pies en la Sub-cuenca del Catatumbo, en la figura 108se muestran las profundidades promedio (junto con otras propiedades geológicas), que van desde 7.120 pies en el extremo oriental en el pozo Tibú 178K hasta un poco más profundo (7.530 pies) en el pozo Socuavo 1, a quince millas por el noroeste de esta cuenca. Basados en datos de la pirolisis y la madurez evaluados en la cuenca de Catatumbo, la materia orgánica es principalmente de tipo kerógeno II, con los índices originales de hidrógeno (HI), que van desde 200 a 500 mg / g C. Análisis de Rock-Eval muestran bajos valores de HI, alrededor de 97 a 130 mg / g C, del este al noreste de la cuenca de Catatumbo. ARI estima que el área de desarrollo total con potencial de Shale ascenderá a unas 1310 millas cuadradas, basada en la distribución de madurez térmica y la profundidad de corte. Además, el modelamiento de la cuenca muestra que el

gradiente de temperatura actual en la zona oscila entre 1,7 y 2,0 grados F por cada 100 pies de profundidad.

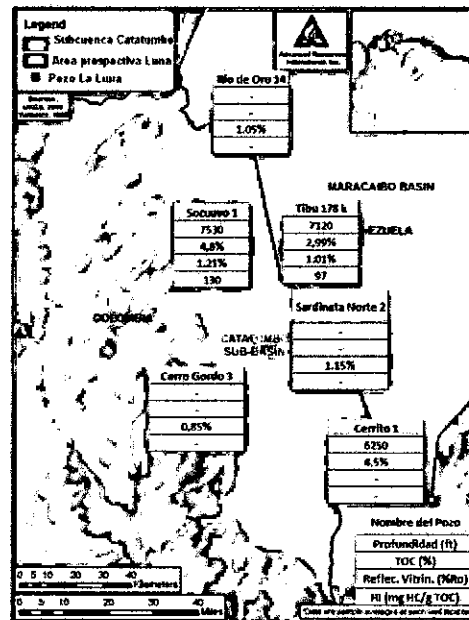


Figura 107: Algunas propiedades geológicas de la formación La Luna
Fuente: ARI/EIA, 2011.

El mapa de madurez de la Cuenca de catatumbo muestra zonas de gas al sur y zonas de petróleo al norte y centro de la Cuenca. Y una zona inmadura ubicada entre Tibu y Río de Oro (figura 109). La sección ABC muestra la declinación de los estratos, que indicaría una posible mayor madurez a mayores profundidades de la formación La Luna.

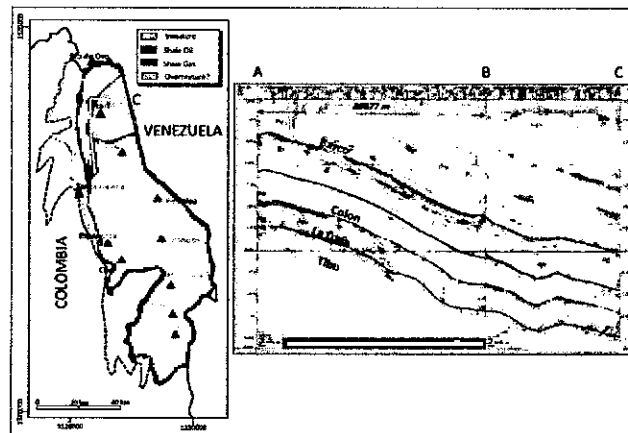


Figura 108: Mapa de Madurez de la Formación La Luna en la Cuenca Catatumbo.
Fuente: A Regional Overview of the La Luna Formation, Veiga y Dzeralija, 2014

Se han realizado evaluaciones petrofísicas y modelos geoquímicos para determinar la cantidad de hidrocarburos libres de gas/petróleo que contienen estas

rocas madres. En el área sur, Cerro Gordo, la formación La Luna produce gas proveniente de calizas fracturadas. En la figura 110 se muestra el registro eléctrico del pozo Cerro Cordo 1, el registro gamma-ray, muestra dos ciclos de deposición con altos valores de resistividad en el tope de cada ciclo. La evaluación petrofísica arroja valores de porosidad promedias de 6%, espesor neto de 70 m. saturación de hidrocarburo (gas) de 88%; la riqueza calculada con el registro fue de 22MMboe/km2. Por otro lado el modelo geoquímico muestra que la formación la luna ha generado 150 a 760bbl/acre*ft.

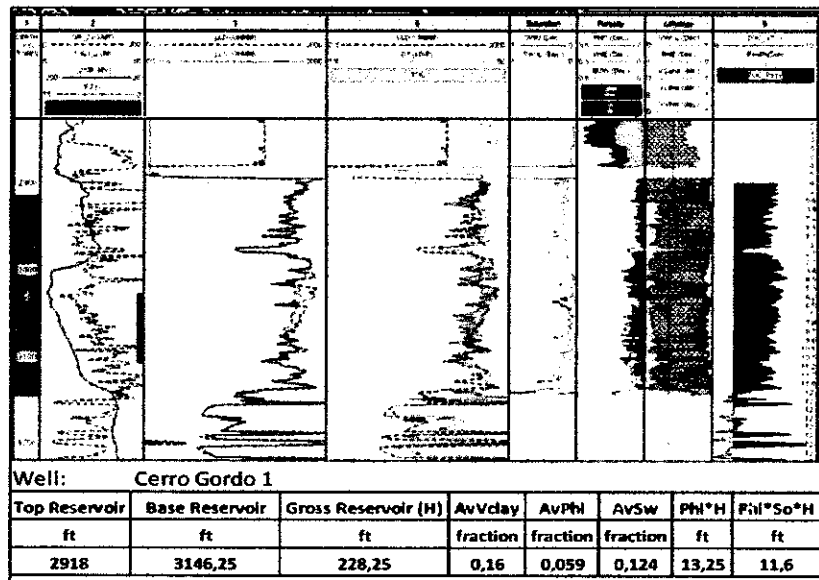


Figura 109: Evaluación Petrofísica de la formación La Luna, Pozo Cerro Cordo-1.
Fuente: A Regional Overview of the La Luna Formation, Veiga y Dzelalija, 2014

4.1.2 Cálculo de Volumen In Situ

A continuación se presenta la estimación del gas in situ realizado por Baron y Rincon, 2011, para lo cual tomaron la información de la ANH, Ecopetrol, EIA, etc. La información que se presenta es una recopilación de características o propiedades de otros yacimientos de Shale que ya han sido desarrollados en los EUA y las áreas prospectivas de Shale en Colombia fueron definidas por ANH. A continuación se presentan los datos para el cálculo de gas in situ.

Porosidad: La porosidad es uno de los parámetros más importantes que influyen en el cálculo del gas (acumulación y producción). El rango de porosidades que se utilizaran

es 0.04 - 0.06 (Figura 110). Como se puede observar en la gráfica si se aumenta la porosidad, se aumentara la cantidad de gas (libre) en el yacimiento.

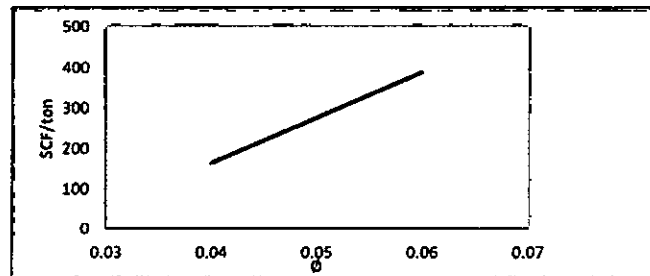


Figura 110: Rango de Porosidad
Fuente: Baron y Rincon, 2011

Saturación de agua (S_w): La saturación de agua es un parámetro definitivo en los yacimientos de Shale gas. Si bien es cierto que en este tipo de yacimientos se puede encontrar hasta saturaciones del 80%, la literatura nos remite a factores económicos de viabilidad de hasta un 45% de saturación de agua para que los yacimientos sean comerciales. En Barnett se encontró una saturación del 35% y se utilizara un valor máximo de 45% en nuestro ejemplo.

Factor volumétrico de formación: La gráfica del factor volumétrico de formación tiene un comportamiento asintótico. Para los cálculos que se realizaran se quiso calcular el B_g para un yacimiento de gas metano a una presión de 4000 psi y una temperatura de 200 Fahrenheit. Para el cual se obtuvo un $B_g = 0.00101$.

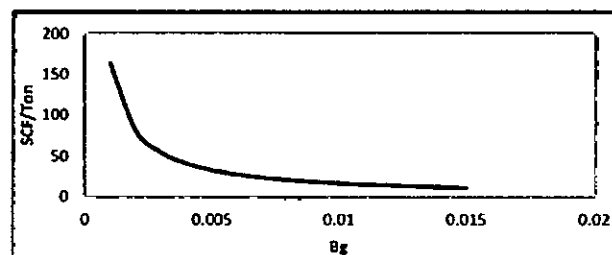


Figura 111: Factor de volumen de formación del gas
Fuente: Baron y Rincon, 2011

Presión: El rango de presión que se usara está entre 4000 psia y 5000 psia. La presión mínima (4000 psia) es tomada de la presión inicial de yacimiento en Barnett y la presión máxima (5000 psia) es una suposición basada en el aumento de profundidad del posible yacimiento en Colombia.

Volumen de Langmuir (GsL): El volumen de Langmuir es un parámetro definitivo ya que influye en el contenido de gas libre y el contenido de gas adsorbido para el cálculo de gas in situ. El rango de valores a utilizar para nuestro análisis es de 150 scf/ton – 300 scf/ton tomando como valor de referencia el de Barnett Shale (300 scf/ton).

Presión de Langmuir: La presión de Langmuir es uno de los parámetros que hay que observar con detenimiento ya que este nos determina la cantidad de gas adsorbido en la roca. Estos datos de presión solo pueden ser obtenidos de laboratorio (figura 112) al realizar, a una muestra de roca, una desorción para indicar la cantidad de gas almacenado por tonelada de roca. Como se puede ver en la figura 112 para un yacimiento de 12000 ft. , porosidad de 0.4 %, densidad de la roca de 2.54 g/cc y presión de yacimiento de 3600 psi. $PL = 2781$ psia y $VL = 133.33$ scf/ton.

Sorption Isotherm Methane 191 °F				
Company :		Good Oil Company		
Well Name :		Well #1		
County :		Tulia County		
State :		New Mexico		
Sample :	1	Porosity :	0.4 %	
Depth :	12,000 ft.	Grain Density :	2.541 g/cc	
		Confining Pressure :	3,600 psi	
Temperature :	191 °F	Sample Weight :	13.00 g	
Atmospheric Pressure :	13.1 psi			
Test Results:				
Step No.	Pressure psia	Adsorption scf/g	Adsorption scf/ton	Langmuir Gas Storage* scf/ton
1	512.7	0.6	21.4	20.6
2	1007.4	0.97	34.1	35.6
3	1503.1	1.3	48	48.8
4	2001.1	1.64	54.3	55.8
5	2493.4	1.81	64	63
6	2986.4	2.00	72.6	69.7
7	3476.2	2.14	76.6	74.1
8	3968.4	2.12	74.0	78.4
* Langmuir Regression and Coefficients:				
RL :	2,781.30 psia	$G_{s-L} = P / (P + PL)$		
VL :	133.33 scf/ton			
Where:				
G _s	Gas storage capacity (scf/ton)			
VL	The Langmuir volume (scf/ton) is the maximum amount of gas that can be adsorbed at infinite pressure.			
P	Absolute pressure (psia)			
PL	The Langmuir pressure (psia) affects the curvature of the isotherm and corresponds to the pressure at which half of the LV is adsorbed.			

Figura 112: Prueba de Sorción
Fuente: Baron y Rincon, 2011

Densidad de la roca: Es un término que está estrechamente ligado al contenido de orgánicos en la roca. Si se observa la figura 113, para una variación de tan solo 1 gr/cc se obtiene una disminución en la cantidad de gas libre de 160 a 20 scf/ton. Como se vio anteriormente la densidad promedio para un Shale es 2.54 gr/cc entonces se usaran valores de 2.3-2.8 g/cc.

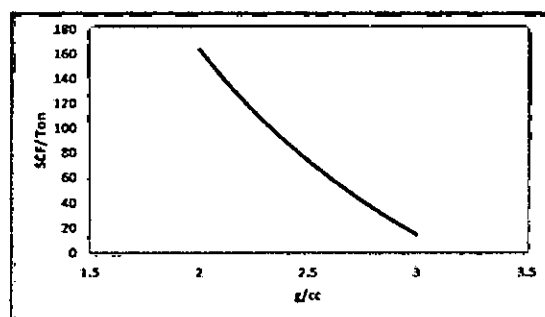


Figura 113: Densidad de la roca
Fuente: Baron y Rincon, 2011

Densidad de adsorción de la capa: Es la densidad de la primera capa de metano y lo visto en el capítulo 1 que nos dice que el rango de valores promedios oscila entre 0.3 y 0.45. (Figura 114).

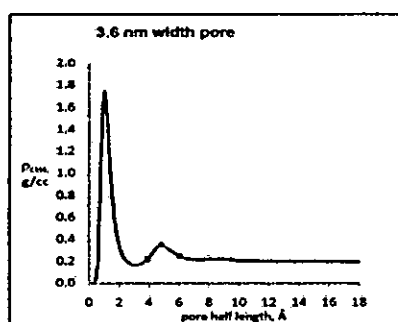


Figura 114: Densidad de la roca
Fuente: Baron y Rincon, SPE 131772, 2010

4.1.2.1 Resultados

A continuación se mostrara un resumen de tablas de resultados en los cálculos de este trabajo. La tabla 4 muestra la cantidad de datos usados en el cálculo.

PROPIEDAD	MINIMO	MAXIMO
POROSIDAD (fracción)	0.04	0.06
SATURACIÓN DE AGUA (S_w - fracción)	0.3	0.45
FACTOR VOLUMETRICO DEL GAS (B_g - cf/scf)	0.001	0.004
PRESIÓN (psia)	4000	5000
PRESION DE LANGMUIR (psia)	1300	2780
DENSIDAD DE LA ROCA (g/cc)	2.3	2.8
ADSORPTION LAYER DENSITY (g/cc)	0.3	0.45
VOLUMEN DE LANGMUIR (VL - scf/ton)	150	300
APPARENT NATURAL GAS MOLECULAR WEIGHT	20	20

Tabla 4: Datos usados para el cálculo
Fuente: Baron y Rincon, 2011.

La tabla 5 muestra los resultados para un yacimiento Shale con los datos anteriormente nombrados:

Escenario	Gas libre (Scf/Ton)	Gas adsorbido (Scf/Ton)	Gas total (Scf/Ton)	Gas total Acre/ft
Bajo	43,50	113,21	156,70	489864,16
Alto	3,83	182,80	196,4	748802,31

Tabla 5: Resultados del Cálculo
Fuente: Baron y Rincon, 2011.

La tabla 6 muestra los resultados teniendo en cuenta las áreas de Colombia. Vemos que los cálculos totales nos da un intervalo entre 32 y 50 TCF aproximadamente en estas tres zonas. Los cálculos para la zona de los llanos no se realizaron por desconocimiento de las áreas a evaluar.

Fm.	Área (acres)	Espesor (ft)	GIP mín. (TCF)	GIP máx. (TCF)	Reservas Probables mín. (TCF)	Reservas Probables máx. (TCF)
Magdalena Medio	1853287	328,10	298	455	29,00	45,50
Cordillera Oriental	123552	328,10	20	30,30	2,00	3,03
Cesar Ranchería	49421	328,10	79	12,10	7,90	1,21

Tabla 6: Resultados del Cálculo
Fuente: Baron y Rincon, 2011.

El estudio de la Agencia de Energía de EE.UU. y ARI estima un buen promedio de 74 billones de pies cúbicos/ milla cuadrada. Cubriendo un área potencial de aproximadamente 1310 millas cuadradas (tabla 7), el gas in place estimado es de 29 TCF. La cantidad de recursos técnicamente recuperables es de 7 TCF.

Dato a Muestra	Cuerpo Área	Curvas de liberación (miles millones de pies cúbicos)		Subzonas del Cretácico (2000 millas cuadradas)	
		La Loma	La Loma	Cretácico medio	Cretácico tardío
Extensión Física	Formación Shale	La Loma		Cretácico medio	Cretácico tardío
	Edad geológica	Cretácico tardío		Cretácico medio	Cretácico tardío
	Área prospectiva (millas cuadradas)	1500		1310	1550
	Espesor (ft)	Intervalo	100-400	100-300	500-1400
		Riqueza orgánica	200	200	600
		Neto	180	180	500
Propiedades del yacimiento	Profundidad (ft)	Intervalo	12500-15000	6000-7200	6500-8300
		Promedio	13200	6500	7200
	Presión de yacimiento	Normal		Normal	Normal
	TOC promedio (Porcentaje)	5.5%		4.9%	1.8%
	Madurez térmica (Tmax)	1.23%		1.05%	1.10%
	Conversión de arcillas	bajísimo		bajísimo	bajísimo
Reservas	Concentración de gas in place (Scf/milla cuadrada)	93		74	106
	gas in place (TCF)	42		29	49
	Recuperables (TCF)	11		7	13

Tabla 7: Estimación de Volumen in situ.
Fuente: EIA, 2011.

4.2 Evaluación de Shale Gas/Oil: Caso Argentina

4.2.1 Formación Vaca Muerta

En Argentina, el análisis de las rocas generadoras como reservorio no convencional, fue iniciado por YPF S.A. en el año 2007. De esta manera, se identificó a la Formación Vaca Muerta, principal roca generadora de la cuenca Neuquina, como una unidad que alberga un potencial sin precedentes como reservorio No Convencional de Shale Gas & Oil (Lanusse, et. al., 2012). La figura 115 muestra la columna estratigráfica de la Cuenca Neuquina, la formación Vaca Muerta pertenece a la edad del Cretácico y la formación Lajas y Molles a la edad del Jurásico.

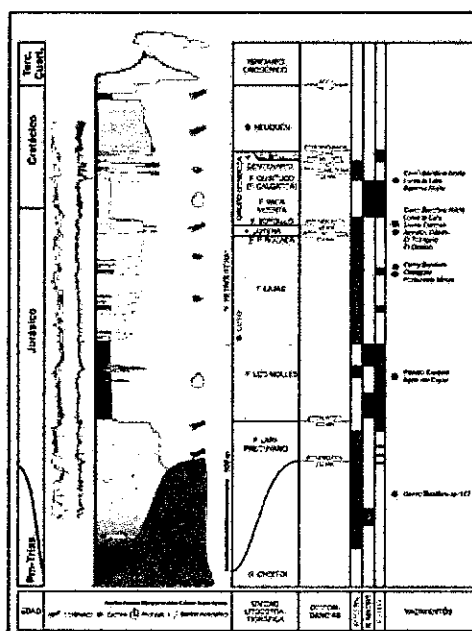


Figura 115: columna estratigráfica de la cuenca Neuquina
Figura: SPE, YPF, 2013.

La cuenca Neuquina se encuentra ubicada en el centro oeste de la Argentina, y comprende a la región extrandina de la provincia de Neuquén, el sudoeste de Mendoza, el sudoeste de La Pampa y el noroeste de Río Negro en la Cuenca de Antepaís Andina en la República Argentina y su país vecino Chile. Al menos tres rocas madres han sido comprobadas en esta cuenca, que de la más antigua a la más joven son: Fm Los Molles (Grupo Cuyo), Fm Vaca Muerta (Grupo Mendoza Inferior) y Fm Agrio (Grupo Mendoza Superior), siendo la provincia hidrocarbúfera más importante del país en cuanto a potenciales reservorios de tipo No convencional Shale Oil/Gas (Figura 116).

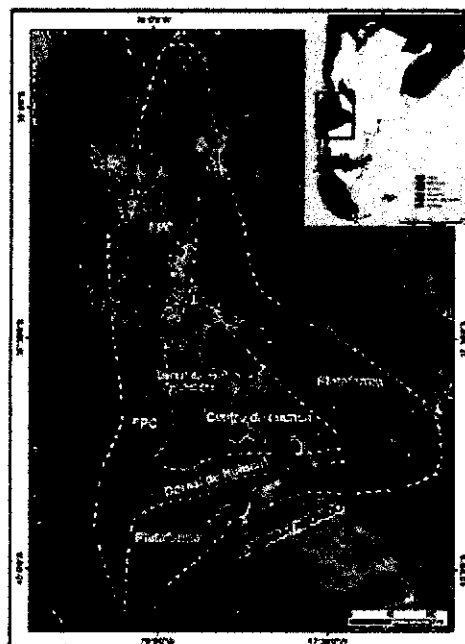


Figura 116: Ubicación de la Cuenca Neuquina.

Fuente: Codeseira, 2013

Los depósitos de la Formación Vaca Muerta están constituidos por una sucesión de margas y arcilitas calcáreas ricas en materia orgánica de ambiente marino, resultantes de un periodo de máxima transgresión y mar alto (Legarreta & Ulliana, 1991). La Fm. Vaca Muerta cubre gran parte de la cuenca Neuquina. Es importante destacar que no toda la unidad puede ser considerada como un reservorio no convencional. Los sectores inmaduros, son aquellos que presentan una madurez térmica inferior al 0,5% de reflectancia de la vitrinita, no son tenidos en cuenta. Además, no se tiene en cuenta el potencial de la unidad en la faja plegada y corrida donde aún no se han realizado pozos exploratorios con este objetivo, sin embargo se cuenta con antecedentes favorables para la unidad en estudio. En función de esto, la distribución areal del play Vaca Muerta Shale Oil / Gas, propiamente dicho, alcanza aproximadamente los 30.000 Km², extensión areal comparable con Shale Gas Play de Woodford, el cual alcanza 28.900 Km². El espesor del shale play Vaca Muerta, a lo largo de la cuenca, presenta una importante variación; va desde un espesor mínimo de 30 metros hasta más de 500 metros en el sector occidental. Esto es una característica importante a tener en cuenta, ya que los shales de USA (salvo pocas excepciones, Lewis) no presentan rangos de espesor tan amplios como Vaca Muerta. Utilizando un cut-off arbitrario para definir un espesor útil del play, por ejemplo el contenido

orgánico total mayor al 2%, el espesor del Vaca Muerta shale no se reduce tan significativamente (la mayor reducción se da en el sector occidental o distal donde los espesores pasan de 500 a 250 m de espesor útil), como si sucede con las unidades de EEUU.

Esto es una ventaja para el play Vaca Muerta, ya que un mayor espesor permite un mayor volumen estimulable, sin embargo, por otro lado hace mucho más complicada la selección y caracterización en detalle del sector más apropiado para la navegación de una rama horizontal de un pozo. Para su análisis el play Vaca Muerta puede ser dividido en dos secciones. Una sección condensada basal, de aproximadamente 30 – 40 metros de espesor a lo largo de toda la cuenca, correspondiente al evento transgresivo principal para este periodo (Veiga & Orchuela, 1988). Esta sección inferior se caracteriza por presentar altos valores de gamma ray (GR) y alto contenido orgánico total (%COT), relacionadas a pelitas ricas en uranio y materia orgánica.

La sección superior corresponde a los cortejos sedimentarios de secuencias que se suceden cíclicamente progradando sobre la inundación Titoniana conformando un arreglo litológico de aparente continuidad lateral. El aumento de espesor hacia el oeste está relacionado con el mayor apilamiento de estas secuencias. Tanto los valores de GR como el %COT son menores en comparación con la sección anterior y van disminuyendo hacia el tope de la unidad, indicando un mayor aporte del continente. Sin embargo, los contenidos orgánicos de esta sección siguen estando por encima de los rangos mínimos de riqueza orgánica para poder ser considerados como potenciales reservorios no convencionales. En la figura 117 se muestra un corte entre 2 pozos que atraviesan Vaca Muerta, uno ubicado en el sector central y otro en el sector distal de la cuenca (distanciados 80km). En ambos pozos se observa una curva de GR (track1), una curva de resistividad y sónico (track 2) y una curva de % TOC, calculada a partir del Método de Passey, 1990 (track3). La sección basal muestra un espesor prácticamente constante a lo largo de toda la cuenca, con altos valores de GR y TOC. Indicando el evento de máxima transgresión en la Cuenca. Como se ha observado en el análisis sísmico el espesor de la sección superior aumenta hacia el NO. En esta sección se puede ver como en el sector distal, es más significativa la reducción del espesor útil (TOC mayor a 2%). Sumado a esto, debe tenerse en cuenta que los altos

valores de %TOC en la parte superior del pozo distal están asociadas a los altos valores de resistividad y estos afectan el cálculo de método de Passey. Los resultados de laboratorio confirman valores menores al 2% para este sector. El sombreado rosa en el track 3 indica los valores de TOC mayores al 2% para este sector tomando en cuenta los valores de laboratorio.

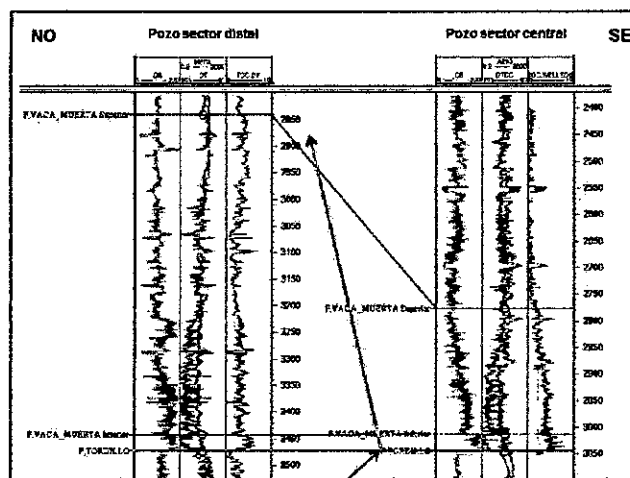
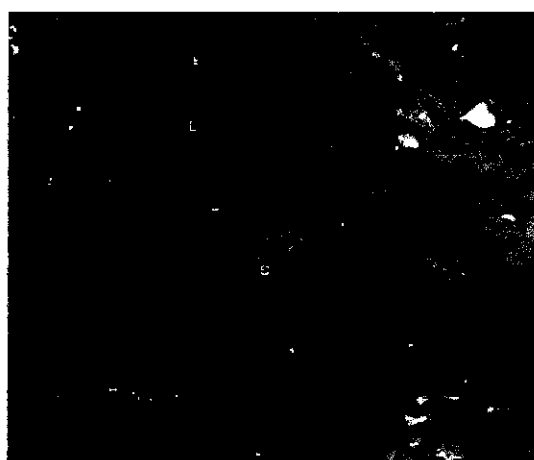


Figura 117: Sección de Vaca Muerta
Fuente: Codeseira, 2013

La geografía neuquina presenta aptitudes satisfactorias para el desarrollo del shale, pero la distribución en el espacio de estos atributos no es homogénea. Con lo cual las posibilidades y oportunidades para su desarrollo entre las distintas regiones, exigen no soslayar la especificidad espacial en su análisis. A continuación se presentan las 12 regiones en las cuales fue dividida Vaca Muerta según Codeseira, 2013 (Figura 118):



NOTA: Son 12 regiones: A,B,C,D,E,F,G,H,I,J,K y L.

Figura 118: Aéreas de Vaca Muerta
Fuente: Codeseira, 2013

El mapa de la figura 119 esquematiza los puntos de atracción que se desprenden de los informes de las compañías.

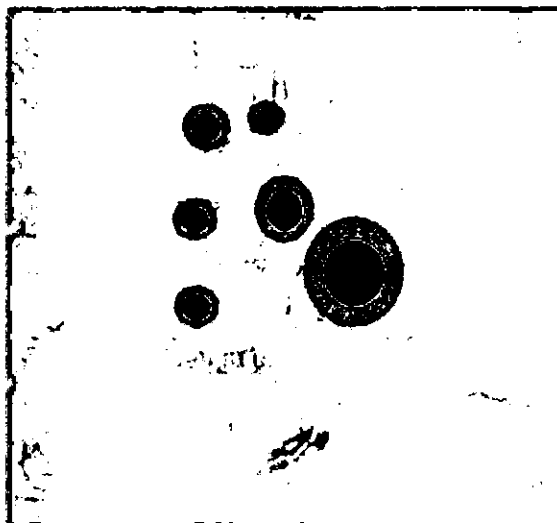


Figura 119: Aéreas de interés de Vaca Muerta
Fuente: Codeseira, 2013

Región B: La región B es la región más promisoría para el desarrollo de hidrocarburos no convencionales. Situada en la ventana petrolera en casi toda su extensión, epicentro de los mayores desarrollos históricos en la cuenca neuquina, muy próximo a recursos hídricos y excelentes niveles de accesibilidad e infraestructura de superficie como ductos, plantas de tratamiento, destilerías, entre otras facilities. Cabe aclarar que en esta sección de la cuenca, la Fm. Vaca Muerta da lugar a la Fm. Quintuco, reservorio históricamente explotado pero, no obstante, no lo suficientemente conocido. De hecho la mayor parte del crudo extraído por YPF estaba contenido allí y no en Vaca Muerta, lo cual requiere de menor fractura y justifica ostensiblemente la perforación vertical.

Región C: La Región C, en mayor medida caracterizada por su orientación a la ventana gasífera, es el centro de mayor interés por parte de YPF, y en menor medida Total Austral, en el avance hacia el Shale Gas.

Región D: Superficialmente, la región D cuenta con una serie de restricciones que pueden desacelerar el desarrollo de la actividad en los bloques que la constituyen, en particular la escasa accesibilidad a determinadas áreas. En tanto otras, sí cuentan con algún tipo de infraestructura requerida para desarrollo, por ejemplo el trazado de

gasoductos presente permitiría la movilidad en superficie de los recursos, incluso ductos de exportación ahora vacíos y plausibles de ser revertidos.

La suma de factores mencionada ha propiciado que luego de procesos de adquisición a lo largo de las rondas licitatorias se haya constituido en una región de interés, en especial por parte de operadoras nuevas en el Upstream Argentino: Americas Petrogas + ExxonMobil (Los Toldos I y II), Shell (Águila Mora), EOG + YPF (Bajo del Toro) y G&P (con varias áreas).

A la fecha America Petrogas con 3 pozos y una fractura es el operador con más actividad en la región.

Las regiones G y H: Las regiones G y H comparten varios de los atributos de la región D, aunque aquí se destaca la lejanía a cursos de agua superficiales, geomorfología más compleja y, en particular, el hecho que se aproxima a la faja plegada, lo cual suma incertidumbre y desconocimiento geológico. Constituido en su totalidad por áreas licitadas en las últimas rondas licitatorias de la provincia, se destacan los avances de dos operadoras. Por un lado, Madalena Ventures en Curanchele, aunque a la fecha se tratan de estudios en el Agrio, no Vaca Muerta, a partir del pozo CUR.x-1. Por otro, Americas Petrogas junto a Apache en Huacalera, que en su perforación se toparon en una Fm Vaca Muerta profunda (3124 mts) y de gran espesor (531 mts).

Resto de las regiones: En el resto de las regiones a la fecha del presente trabajo, no se han publicado actividades en el horizonte shale de importancia que merezca ser destacado. Ello no implica la ausencia en el futuro sino un ralenti en su evolución, así fue considerado.

4.2.1 Cálculo de Volumen In Situ

Se presenta la estimación de gas in situ realizada por Codeseira, 2013. Esta consiste principalmente en la determinación del total de gas generado por la roca madre para cada una de las 12 regiones evaluadas. Parte de un cálculo volumétrico de la roca y su contenido total orgánico del total de Gas Generado por la roca madre, siguiendo el procedimiento utilizado por Alonzo et al (2011) y Bogetti et al (2011) se

descuenta una fracción del orden del 50% del gas generado en concepto de pérdida por conversión.

A partir de allí se obtiene el total de Gas Original in situ (OGIP, en sus siglas en ingles). En tanto, siguiendo (Dong et al, 2011) en el estudio de Codeseira se considero un factor de recuperación de entre 10% y 17% para la viabilidad técnica de dichos recursos, los TRRs. De acuerdo a la metodología adoptada, la evaluación del recurso in situ se hizo por medio de la técnica Montecarlo y es presentado como histogramas de frecuencia acumulada para cada área y los percentiles de 10%, 90% y 50% de probabilidad en cada región (de la A a la L, Figura 120).

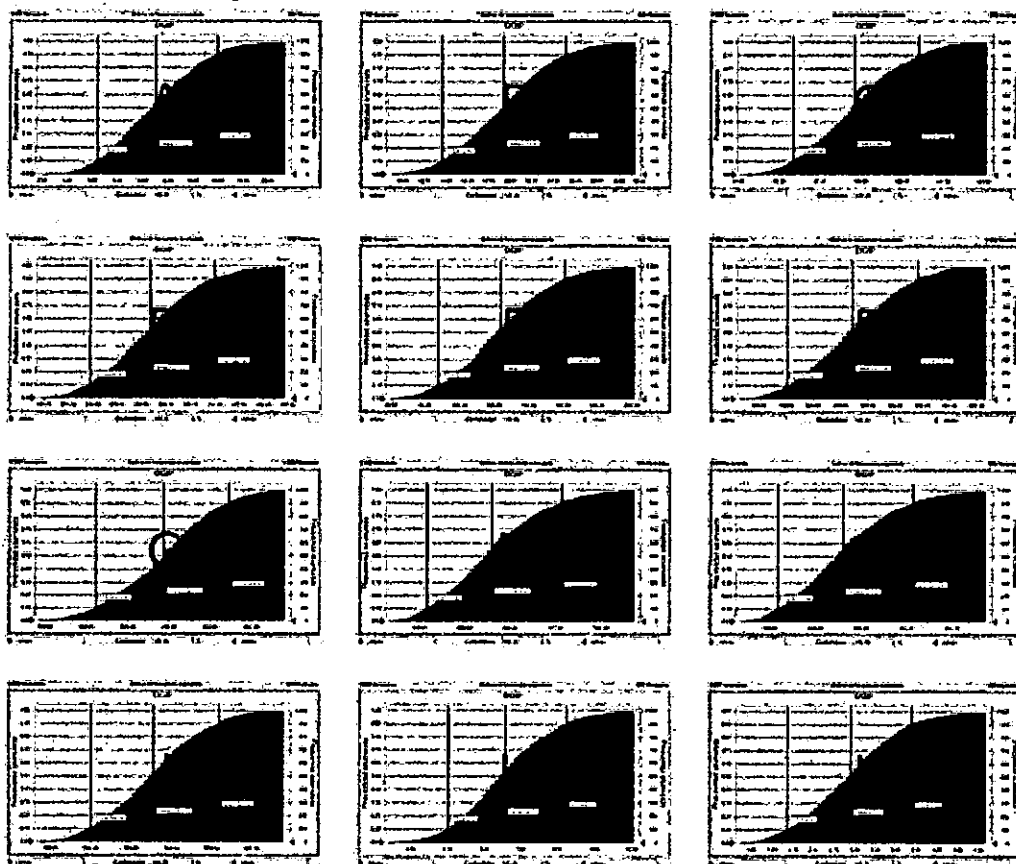


Figura 120: OOIP de las doce regiones.

Fuente: Modelo integral de desarrollo de vaca muerta, Codeseira, 2013

A continuación se presentan los resultados para cada región en función de las 1000 iteraciones del modelo y la información de base utilizada. La imagen 122 presenta los Recursos Técnicamente Recuperables (TRRs) totales y por región para una probabilidad del 10%, del 50% y del 90%.

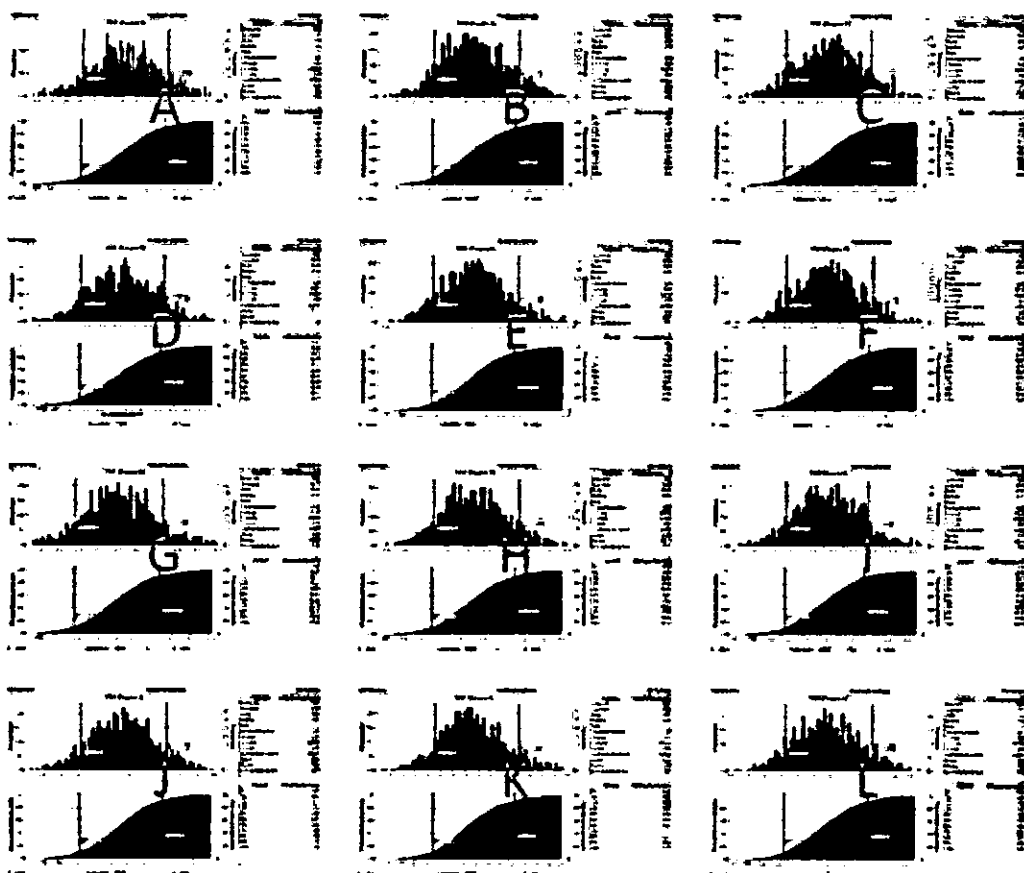


Figura 121: TRR de las doce regiones.

Fuente: Modelo integral de desarrollo de vaca muerta, Codeseira, 2013

Estos volúmenes (149 tcf, 241 tcf y 351 tcf esperando ser desarrollados) no se distancian de los resultados de otros estudios publicados sobre Vaca Muerta:

- El Shale gas en la Provincia de Neuquén – DPH y E NQN (2011): 170 tcf
- Potencial del Shale gas en Argentina - Secretaría de Energía (2011): 126 tcf
- Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources - ARI/EIA (2013): 308 tcf

CONCLUSIONES

Las principales conclusiones con respecto a la explotación de los reservorios no convencionales de shale gas y shale oil se muestran a continuación:

- Para la evaluación de un reservorio de tipo shale es necesario entender y describir las variables correspondientes a la petrofísica (porosidad, permeabilidad, saturación de agua), petrografía (mineralogía, fracabilidad, volumen de arcilla), geoquímica (TOC, S₁, madurez) y geomecánica (esfuerzos horizontales, propiedades elásticas, comportamiento del agente sostén).
- Se considera importante la caracterización de los reservorios a través de estudios geofísicos, un modelo depositacional y comportamiento de los fluidos.
- Una vez finalizada la etapa exploratoria, donde la densidad de datos a adquirir debería ser mayor, se prioriza la utilización de perfiles eléctricos calibrados en la etapa previa, optimizando de esa forma los tiempos y costos al entrar en la etapa piloto y de desarrollo. Es crítico al iniciar un proyecto, la toma de decisiones más acertada y confiable.
- La correcta adquisición de información y el buen manejo de la misma ayudarán a determinar el potencial de un reservorio shale y también permitirán encontrar los mejores objetivos.
- Cabe destacar que el valor de la información es relativo a la etapa en la que se encuentra un proyecto. Una vez finalizada la etapa exploratoria, donde la densidad de datos a adquirir debería ser mayor, se prioriza la utilización de perfiles eléctricos calibrados en la etapa previa, optimizando de esa forma los tiempos y costos al entrar en la etapa piloto y de desarrollo. La correcta adquisición de información y el buen manejo de la misma ayudarán a determinar el potencial de un reservorio shale y también permitirán encontrar los mejores objetivos para el posterior desarrollo.

- Las metodologías para la estimación del volumen in situ, reservas y factores de recobro dependen de un correcto análisis de los parámetros que intervienen en las formulas a aplicar.
- Todos los métodos presentados y analizados pueden ser aplicados a las formaciones de shale, sin embargo se deben tener en cuenta las características de los shales.

RECOMENDACIONES

- Realizar estudios de geoquímica mediante toma de núcleos si se quiere obtener una estimación previa del potencial de shale en una formación.
- Para iniciar el desarrollo de un play se deben perforar pozos verticales para la toma de información y luego explotarlo mediante pozos horizontales y fracturamiento hidráulico.
- Para la estimación del potencial de shale gas o shale oil en Perú es necesario realizar estudios especializados.

BIBLIOGRAFÍA

1. **Barreiro, Eduardo Masarik, Guísela** Reservorios no Convencionales: un Fenómeno Global, 2011
2. **Energy International Agency**, 2008
3. **Lee, John** Advances in Unconventional Resources Technology: Assessment Methodology, 2006
4. **Matlak, Mubarak**, Geoquímica Básica del Petróleo para la Evaluación de las Rocas Generadoras - 2009.
5. **Boyer, Charles, Et al.** Producción de Gas desde su Origen- 2007
6. **Agencia Nacional de Hidrocarburos**, Cuenca Valle Medio del Magdalena- 2012
7. **Sintana Energy**, Unconventional Reservoir Quality, Resources and Economic Analysis-2013
8. **EIA/ARI World Shale Gas and Shale Oil Resource Assessment-2013**
9. **Ricardo Veiga and Francisco Dzelalija**, A Regional Overview of the La Luna Formation and the Villeta Group as Shale Gas/Shale Oil in the Catatumbo, Magdalena Valley and Eastern Cordillera Regions, Colombia- 2014
10. **Richard Birchwood, Jianchun Dai, Dianna Shelander, Ray Boswell, Timothy Collett, Ann Cook, Scott Dallimore, Kasumi Fujii, Yutaka Imasato**, Desarrollos en hidratos de gas-2010
11. **Dr. Carlos Vargas**, Potencial de Petróleo de Shale y Gas Asociado a Carbón en Colombia Avances en la estimación de Hidratos de Gas Metano-2011
12. **Nicolás Gutierrez Schmidt, Julio Alonso y Adolfo Giusiano**, Evaluación del "Shale Oil" de la Formación Vaca Muerta Análisis de la declinación de la producción-2013
13. **Alfonso Fragoso Amaya**, estudio comparativo del comportamiento de producción de un yacimiento de gas asociado a mantos de carbón bajo diferentes configuraciones de pozo, 2011
14. **dr. Cayetano García Reyes**, la creciente dependencia del gas natural en México. los hidratos de metano, 2009
15. **SPE**, Valor de la información en reservorios no convencionales, 2013

- 16. Ahmed Al-Jubori, Jack C. Pashin, Andy Wray, Metano en capas de carbón: Energía limpia para el mundo, 2009**
- 17. Leidy Delgado Blanco, Juan Luna Osorio, Potencial hidrocarburífero de las formaciones del grupo calcáreo basal en el municipio de villanueva, departamento de santander, Colombia, 2012**
- 18. SPE, Maduración y avances del conocimiento de las Formaciones Los Molles y Vaca Muerta como shale plays. ¿Qué sabemos de estas formaciones, qué nos aún falta por conocer y que nos pueden aportar sus análogos para ello?, 2013**
- 19. Adam Sieminski, EIA Administrator, Outlook for U.S. shale oil and gas-2014**
- 20. Andres Askenazi, Pedro Biscayart, Matías Cáneva, Soledad Montenegro y Marcos Moreno, YPF S.A., Analogía entre la Formación Vaca Muerta y Shale Gas/Oil Plays de EEUU -2013**
- 21. Aaron J. Clark, SPE, Texas A&M University, Determination of Recovery Factor in the Bakken Formation, Mountrail County, ND-2009**
- 22. Z. Dong, SPE, S.A. Holditch, SPE, and D.A. McVay, SPE, Texas A&M University, Resource Evaluation for Shale Gas Reservoirs**
- 23. SPE, Assessment of the Eagle Ford Shale Oil and Gas Resources, 2013**
- 24. Lic. Luciano P. Codeseira, Análisis Espacial del Desarrollo del Shale Gas de Vaca Muerta-2013**
- 25. Manuel Baron Pereira, Cristian Rincon Sastoque, Evaluación del potencial de la fuente de gas no convencional shale gas para el suministro de gas natural en colombia-2011**
- 26. Ingrid Alvarado Ballesteros, evaluación del potencial gasífero en lutitas (gas shale) del paleozoico en la cuenca de los llanos orientales-2013**